

---

# **Modificación de la Resolución N° 070-2021-OS/CD**

Revisión de la Distribución de la Responsabilidad de  
Pago entre generadores por los SST y SCT  
asignados a la generación

***(Publicación)***

***Lima, abril de 2025***

# Resumen Ejecutivo

Mediante la Resolución N° 070-2021-OS/CD (en adelante "Resolución 070-2021") y modificatorias se fijaron los Peajes y Compensaciones del Sistema Secundario de Transmisión (SST) y Sistema Complementario de Transmisión (SCT) para el periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2021 al 30 de abril de 2025. Las Compensaciones de las instalaciones del SST y SCT, cuya responsabilidad de pago está asignada total o parcialmente a la generación, se determinaron conforme a lo establecido en la norma "Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de pago de los SST y SCT" (en adelante "Norma Asignación de Responsabilidad"), aprobada mediante Resolución N° 164-2016-OS/CD.

Asimismo, el artículo 11 de la Resolución 070-2021 dispuso que la revisión de la distribución de responsabilidades de pago entre los generadores por las Compensaciones de los SST y SCT se realice exclusivamente a solicitud de los interesados, debiendo ser sustentado por quien la presente y tramitada por Osinerghmin en el marco del Procedimiento de Fijación de los Precios en Barra.

En este contexto, las empresas Unacem Perú S.A. (en adelante, "UNACEM"), Statkraft Perú S.A. (en adelante "STATKRAFT") y Empresa de Generación Eléctrica de Junín S.A.C. (en adelante "EGEJUNIN") presentaron ante Osinerghmin, de manera independiente y dentro del plazo establecido, una solicitud de revisión de la distribución de la responsabilidad de pago entre los generadores por las instalaciones que conforma en SST GD REP.

A continuación, se resumen las solicitudes presentadas por las empresas UNACEM, STATKRAFT y EGEJUNIN:

- El no ingreso en operación comercial de la CT Atocongo y las CH Ayanunga, Tulumayo IV y Tulumayo V.
- El modelamiento de las centrales térmicas que prestan el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia ("RPF") mediante Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías ("BESS").
- La incorporación de nueva oferta de generación al SEIN, incluyendo la CT Refinería Talara, las CE San Juan de Marcona y Wayra Extensión, las CS Matarani, Sunny y Wayra Solar, y la CH San Gabán III.
- La conclusión de la operación comercial de las CH San Ignacio, San Antonio, Zaña y Aricota II.
- La modificación de la fecha de puesta en operación comercial ("POC") de la CH Santa Lorenza.
- La conclusión y el reingreso de la operación comercial de la CT Tumbes y la CH Pachachaca.
- La modificación de la fecha de POC y potencia de la CH Centauro I-III.
- La modificación de la POC de las LLTT Mantaro – Nueva Yanango – Carapongo (500 kV), Pariñas – Nueva Tumbes (220 kV), La Niña – Piura (500 kV), Nueva Yanango – Nueva Huánuco

(500 kV), Aguaytía – Tingo María (220 kV), Reque – Nueva Carhuaquero (220 kV), San José – Yarabamba (500 kV), Cáclic – Jaén Norte (220 kV), Belaunde Terry – Tarapoto Norte (220 kV), Montalvo – Moquegua (2° Circuito, 220 kV), Cajamarca – Cáclic – Moyobamba (2° Circuito, 220 kV) y la Subestación Eléctrica (“SE”) Nueva Tumbes (220/60 kV).

- La modificación de la fecha de POC del repotenciamiento de las LLTT Carabayllo – Chimbote – Trujillo (500 kV), Huanza – Carabayllo (220 kV) y las SE Poroma (500/220 kV, 2° Transformador) y Montalvo (500/220 kV, 2° Transformador).

En este sentido, se ha procedido a revisar la distribución de la responsabilidad de pago entre los generadores de acuerdo con las solicitudes, determinándose que corresponde modificar la distribución de responsabilidad de pago del SST GD REP. El 13 de marzo de 2025, mediante Resolución N° 031-2025-OS/CD (en adelante “Resolución 031-2025”), se dispuso la publicación del proyecto de modificación de la Resolución 070-2021, de conformidad con lo establecido en el artículo 25 del Reglamento General de Osinermin, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM. Asimismo, en el artículo 3 de la Resolución 031-2025, se dispuso otorgar un plazo de ocho (8) días hábiles, contados desde el día siguiente de su publicación, a fin de que los interesados puedan remitir sus comentarios y sugerencias a la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinermin.

Dentro del plazo señalado, se recibieron los comentarios de las empresas EGEJUNIN, Red de Energía del Perú S.A. (“REP”) e Infraestructuras y Energías del Perú S.A.C. (“IEP”).

Como resultado del análisis de los comentarios de los interesados por parte de Osinermin, particularmente de aquellos que han sido aceptados o parcialmente aceptados, se ha realizado la revisión de la distribución entre generadores de la responsabilidad de pago por el uso del SST y SCT asignada a la generación.

En este sentido, en el presente informe se precisan las modificaciones que se realizarán en la Resolución 070-2021, por la revisión de la distribución entre generadores de la responsabilidad de pago por el uso del SST GD REP asignada a la generación.

# CONTENIDO

<b>1. Introducción</b> .....	5
<b>2. Proceso Regulatorio</b> .....	7
<b>3. Publicación de proyecto de modificación de la Resolución 070-2021</b> .....	9
3.1. Audiencia Pública.....	9
3.2. Audiencia Pública.....	10
3.3. Análisis de las modificaciones solicitadas.....	11
<b>4. Revisión de Distribución de Responsabilidad de Pago entre Generadores</b> .....	22
4.1. Criterios de Asignación de Responsabilidad Total y Parcial de los Generadores por el SST GD REP.....	22
4.2. Modificación de la Distribución entre Generadores de la Responsabilidad de Pago de los SST y SCT .....	24
4.3. Resultados .....	24
<b>5. Recomendación</b> .....	26
<b>Anexo 1</b> .....	27
<b>Anexo 2</b> .....	65
<b>Anexo 3</b> .....	72

# 1. Introducción

De acuerdo con el literal e) del artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante "RLCE"), aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM, corresponde a Osinerghmin definir la asignación de la responsabilidad de pago entre la generación y la demanda, así como la distribución de dicha responsabilidad entre los generadores. Esta distribución puede ser revisada en cada fijación tarifaria o a solicitud de los interesados, conforme a lo establecido por Osinerghmin.

Mediante la Resolución N° 070-2021-OS/CD (en adelante "Resolución 070-2021"), complementada por la Resolución N° 145-2021-OS/CD (en adelante "Resolución 145-2021"), se fijaron los Peajes y Compensaciones del Sistema Secundario de Transmisión ("SST") y del Sistema Complementario de Transmisión ("SCT") para el período comprendido entre el 1 de mayo de 2021 y el 30 de abril de 2025. Las Compensaciones del SST y/o SCT, cuya responsabilidad de pago se asigna total o parcialmente a la generación, se determinaron conforme a la norma "Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de Pago de los SST y SCT" (en adelante "Norma Asignación de Responsabilidad"), aprobada mediante Resolución N° 164-2016-OS/CD.

El artículo 11 de la Resolución 070-2021 establece que la revisión de la distribución de la responsabilidad de pago entre los generadores por las Compensaciones del SST y SCT se realiza a solicitud del interesado, quien debe sustentarla, siendo tramitada por Osinerghmin dentro del Procedimiento de Fijación de Precios en Barra. Asimismo, la Segunda Disposición Transitoria de la Resolución N° 217-2013-OS/CD (en adelante "Resolución 217-2013"), que aprobó la norma "Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión" (en adelante "Norma Tarifas"), dispone que las solicitudes de revisión de la distribución de la responsabilidad de pago asignada a los generadores por instalaciones tipo generación o generación/demanda, presentadas antes del 15 de noviembre de cada año, se procesan conforme al cronograma del Procedimiento de Fijación de los Precios en Barra, teniendo en cuenta la fecha real en que se incorpora una nueva planta de generación o se produce un cambio en la topología de la red de transmisión, que amerite dicha revisión.

El 28 de octubre de 2024, Unacem Perú S.A. (en adelante "UNACEM"); el 7 de noviembre de 2024, Statkraft Perú S.A. (en adelante "STATKRAFT"); y el 11 de noviembre de 2024, Empresa de Generación Eléctrica de Junín S.A.C. (en adelante "EGEJUNIN"), mediante las comunicaciones GO-098-10-2024, SKP/GC-307-2024 y EGE 034-GC-2024, respectivamente (ver Anexo 1), solicitaron la revisión de la distribución de la responsabilidad de pago entre los generadores por el uso del SST GD REP, en función de las modificaciones en las premisas consideradas en la Resolución 070-2021 y sus modificatorias.

En consecuencia, corresponde evaluar las solicitudes presentadas por UNACEM, STATKRAFT y EGEJUNIN, cuyas causales deben ajustarse estrictamente a los criterios establecidos en la Segunda Disposición Transitoria de la Resolución 217-2013, a efectos de motivar la modificación de la Resolución 070-2021, en caso corresponda.

Siguiendo con el proceso regulatorio, el 13 de marzo de 2025, mediante Resolución N° 031-2025-OS/CD (en adelante "Resolución 031-2025"), se publicó en el diario oficial El Peruano y en el portal de internet de Osinergmin, el proyecto de resolución que modifica la Resolución 070-2021 y la relación de información que la sustenta; con la finalidad de recibir comentarios y sugerencias para su correspondiente análisis y, de ser el caso, su incorporación en la versión definitiva de la resolución, otorgándose un plazo de 8 días hábiles desde el día siguiente de su publicación, y se convocó a Audiencia Pública Descentralizada para el sustento y exposición de los criterios, metodología y modelos económicos utilizados para la elaboración del proyecto de resolución publicada, la misma que se llevó a cabo el 18 de marzo de 2025.

Dentro del plazo señalado, se recibieron los comentarios de las empresas EGEJUNIN, Red de Energía del Perú S.A. ("REP") e Infraestructuras y Energías del Perú S.A.C. ("IEP").

En este sentido, en el presente informe se analizan los comentarios recibidos por parte de los interesados (Ver Anexo 2), y se propone la versión definitiva de la modificación de la Resolución 070-2021 (Ver Anexo 3), aplicable a partir del 01 de mayo de 2024, por la revisión de la distribución entre generadores de la responsabilidad de pago por el uso del SST Generación/Demanda de REP asignada a la generación.

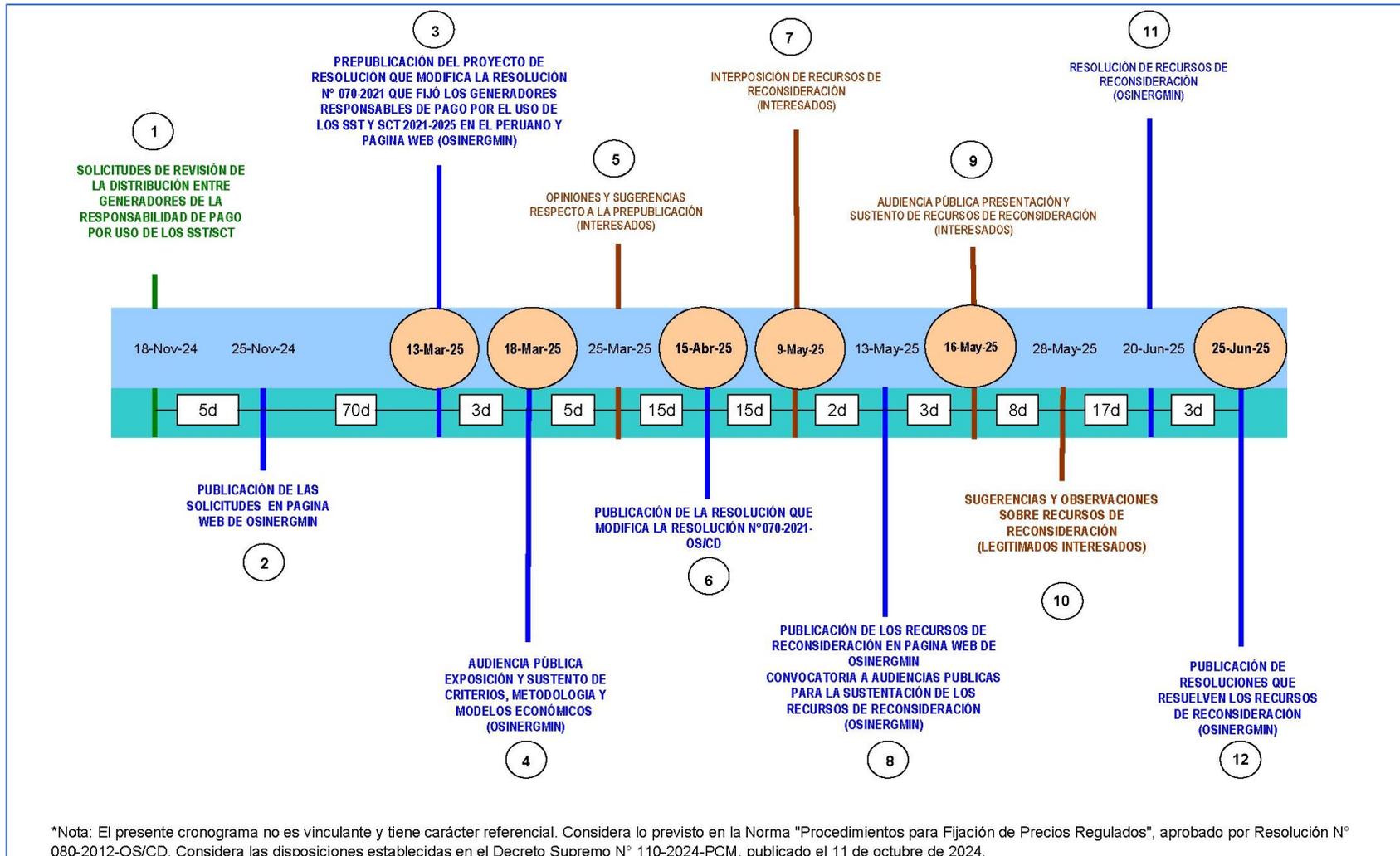
## 2. Proceso Regulatorio

El proceso de modificación de la distribución entre generadores de la responsabilidad de pago de los SST y SCT, establecidos mediante la Resolución 070-2021, complementada con la Resolución 145-2021, obedece a la solicitud presentada por UNACEM, STATKRAFT y EGEJUNIN dentro del plazo fijado en la Segunda Disposición Transitoria de la Resolución 217-2013. Asimismo, dicha disposición transitoria establece que las solicitudes de revisión deben ser procesadas conforme al cronograma del siguiente Procedimiento de Fijación de Precios en Barra.

En ese sentido, el Esquema 2.1 presenta un cronograma que coincide con el proceso de Fijación de Precios en Barra para el período mayo 2025 – abril 2026, desarrollándose conforme a las disposiciones legales vigentes. Asimismo, dicho cronograma establece un espacio abierto de participación, donde la ciudadanía y los interesados pueden expresar sus opiniones para que sean consideradas por el regulador antes de decidir sobre la modificación de la distribución entre generadores de la Responsabilidad de Pago por el uso del SST GD REP.

Por otro lado, la responsabilidad de pago de los elementos del SST asignados total o parcialmente a la generación se calcula conforme a lo establecido en la Norma de Asignación de Responsabilidad y en base a los criterios descritos en la Resolución 070-2021.

**Esquema 2.1** Cronograma del proceso de modificación de la Resolución 070-2021 que fijó los generadores responsables del pago por el uso del SST GD REP\*



# 3. Publicación de proyecto de modificación de la Resolución 070-2021

Osinerghmin, de acuerdo al cronograma establecido en el Esquema 2.1, procedió con la publicación del proyecto de modificación de la Resolución 070-2021, a través de la Resolución 031-2025, debido a la revisión de la distribución entre generadores responsables del pago de las compensaciones por el uso de los SST y SCT, considerando las premisas y metodologías que fueron establecidas para la emisión de la Resolución 070-2021 y sus modificatorias, correspondiendo modificarse algunas de las premisas solicitadas por UNACEM, STATKRAFT y EGEJUNIN, previo análisis de Osinerghmin.

En ese sentido, a raíz del cálculo realizado, por las modificaciones de las premisas de la Resolución 070-2021, se elaboró el Informe Técnico N° 140-2025-GRT y el Informe Legal N° 141-2025-GRT que contienen el sustento y resultado de los estudios realizados.

---

## 3.1. Audiencia Pública

El Consejo Directivo de Osinerghmin dispuso la realización de una Audiencia Pública Descentralizada, la misma que se llevó a cabo el 18 de marzo de 2025, en la cual la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinerghmin expuso los criterios y metodología utilizados en la presente regulación; así como el sustento del proyecto de resolución que modifica la distribución entre Generadores de la Responsabilidad de Pago de los SST y SCT.

La Audiencia Pública Descentralizada se realizó en simultáneo en las ciudades de Lima, Trujillo y Cusco y a través de la plataforma digital YouTube.

En esta Audiencia Pública Descentralizada, los consumidores, las empresas concesionarias, las asociaciones de usuarios y demás personas interesadas en la Modificación de la Distribución entre Generadores de la Responsabilidad de Pago de los SST y SCT pudieron dar a conocer sus puntos de vista sobre el procedimiento en ejecución y su resultado tarifario.

Con relación a las opiniones y comentarios vertidos durante la referida audiencia, los mismos fueron respondidos en dicha oportunidad y se encuentran registrados (grabados y filmados) de conformidad con lo dispuesto por el numeral 9 de las Directivas que rigen la realización de las Audiencias.

## **3.2. Audiencia Pública**

El 25 de marzo de 2025 fue la fecha de cierre para que los interesados en la regulación tarifaria presentaran sus opiniones y sugerencias sobre el proyecto de Resolución que modifica la Resolución 070-2021.

Al respecto se recibieron, dentro del plazo establecido, las opiniones y sugerencias de EGEJUNIN, REP e IEP; las cuales han sido publicadas en el portal de internet de Osinergmin.

### 3.3. Análisis de las modificaciones solicitadas

Ítem	Empresa Solicitante	Central de Generación o Instalación de Transmisión	Res 070 y modificatorias	Solicitud	Análisis	Conclusión
1	UNACEM	CT Atocongo	Se consideró <b>01/2024</b> como fecha de POC en el modelo PERSEO 2.0	Retirar a la CT Atocongo de los datos de entrada del modelo PERSEO 2.0	Mediante la Carta CEL-01193-2023 se verifica que CELEPSA informó al COES que el proyecto de la CT Atocongo de 136 MW ha sido desestimado para su ejecución en la actualidad, por lo que no cuenta con una nueva fecha de POC ni con un cronograma vigente de desarrollo. Por lo tanto, en el modelo PERSEO 2.0 se debe considerar la POC de la CT Atocongo fuera del período de análisis.	Aceptada
2	STATKRAFT	CT Ventanilla	No se consideró el BESS para brindar el servicio de RPF en el modelo PERSEO 2.0	Considerar el BESS para brindar el servicio de RPF en el modelo PERSEO 2.0 desde <b>01/2019</b>	Se ha verificado que el BESS para brindar el servicio de RPF de la CT Ventanilla se integró a esta central desde antes del período tarifario. Por lo tanto, en el modelo PERSEO 2.0 se debe considerar el BESS durante todo el período de simulación.	Aceptada
3	STATKRAFT	CT Chilca 1 (TG1, TG2 y TG3)	No se consideró el BESS para brindar el servicio de RPF en el modelo PERSEO 2.0	Considerar el BESS para brindar el servicio de RPF en el modelo PERSEO 2.0 desde <b>08/2023</b>	Mediante la Carta COES/D/DP-799-2023 se ha verificado que el COES aprobó la integración del BESS para brindar el servicio de RPF de la C.T. Chilca 1 a partir del <b>27/07/2023</b> . Por lo tanto, en el modelo PERSEO 2.0 se debe considerar el BESS desde <b>08/2023</b> .	Aceptada
4	STATKRAFT	CT Chilca 2 (TG4)	No se consideró el BESS para brindar el servicio de RPF en el modelo PERSEO 2.0	Considerar el BESS para brindar el servicio de RPF en el modelo PERSEO 2.0 desde <b>08/2023</b>	Mediante la Carta COES/D/DP-799-2023 se ha verificado que el COES aprobó <b>únicamente</b> la integración del BESS para brindar el servicio de RPF de la C.T. Chilca 1 a partir del <b>27/07/2023</b> . Por lo tanto, en el modelo PERSEO 2.0 no se debe considerar el BESS para brindar el servicio de RPF de la CT Chilca 2 durante todo el período de simulación.	No aceptada
5	STATKRAFT	CT Kallpa	No se consideró el BESS	Considerar el	Mediante la Carta COES/D/DP-850-2024 se ha	Parcialmente

Ítem	Empresa Solicitante	Central de Generación o Instalación de Transmisión	Res 070 y modificatorias	Solicitud	Análisis	Conclusión
			para brindar el servicio de RPF en el modelo PERSEO 2.0	BESS para brindar el servicio de RPF en el modelo PERSEO 2.0 desde <b>05/2024</b>	verificado que el COES aprobó la integración del BESS para brindar el servicio de RPF de la C.T. Kallpa a partir del <b>10/09/2024</b> . Por lo tanto, en el modelo PERSEO 2.0 se debe considerar el BESS para brindar el servicio de RPF desde <b>09/2024</b> .	aceptada
6	STATKRAFT	CT Refinería Talara	No se consideró la POC en el modelo PERSEO 2.0	Considerar el <b>18/04/2024</b> como fecha de POC con la producción estimada en el FITA2024	Mediante la Carta DP-343-2024 se verifica que el COES aprobó la POC a partir del <b>19/04/2024</b> . Por lo tanto, en el modelo PERSEO 2.0 se debe considerar la POC desde <b>05/2024</b> . Respecto a la producción, se debe considerar la información histórica registrada en la base de datos del SIOSEIN hasta 12/2024 y, posteriormente, se debe estimar la energía en función de la potencia instalada y un factor de planta anual característico de esta tecnología, distribuyéndola conforme al perfil de generación del 2024.	Parcialmente aceptado.
7	STATKRAFT	CE San Juan de Marcona	No se consideró la POC en el modelo PERSEO 2.0	Considerar el <b>17/03/2024</b> como fecha de POC con la producción estimada en el FITA2024	Mediante la Carta DP-316-2024 se verifica que el COES aprobó la POC de <b>129.8 MW</b> a partir del <b>18/04/2024</b> . Por lo tanto, en el modelo PERSEO 2.0 se debe considerar la POC desde <b>05/2024</b> . Asimismo, mediante la Carta DP-1222-2024 se verifica que el COES aprobó la POC de un aerogenerador adicional de <b>5.9 MW</b> , con lo cual la CE alcanzó una potencia de <b>135.7 MW</b> a partir del <b>14/12/2024</b> . Por lo tanto, en el modelo PERSEO 2.0 se debe considerar la POC del aerogenerador adicional desde <b>12/2024</b> . Respecto a la producción, se debe considerar la información histórica registrada en la base de datos del SIOSEIN hasta <b>12/2024</b> y, posteriormente, se debe estimar la energía en función de la potencia instalada y un factor de planta anual característico de esta tecnología, distribuyéndola conforme al perfil de	Parcialmente aceptado

Ítem	Empresa Solicitante	Central de Generación o Instalación de Transmisión	Res 070 y modificatorias	Solicitud	Análisis	Conclusión
					generación del 2024.	
8	STATKRAFT	CE Wayra Extensión	No se consideró la POC en el modelo PERSEO 2.0	Considerar el <b>29/06/2024</b> como fecha de POC con la producción estimada en el FITA2024	Mediante la Carta DP-625-2024 se verifica que el COES aprobó la POC a partir del <b>29/06/2024</b> . Por lo tanto, en el modelo PERSEO 2.0 se debe considerar la POC desde <b>07/2024</b> . Respecto a la producción, se debe considerar la información histórica registrada en la base de datos del SIOSEIN hasta <b>12/2024</b> y, posteriormente, se debe estimar la energía en función de la potencia instalada y un factor de planta anual característico de esta tecnología, distribuyéndola conforme al perfil de generación del 2024.	Parcialmente aceptado
9	STATKRAFT	CS Matarani	No se consideró la POC en el modelo PERSEO 2.0	Considerar el <b>11/09/2024</b> como fecha de POC con la producción estimada en el FITA2024	Mediante la Carta DP-853-2024 se verifica que el COES aprobó la POC a partir del <b>11/09/2024</b> . Por lo tanto, en el modelo PERSEO 2.0 se debe considerar la POC desde <b>09/2024</b> . Respecto a la producción, se debe considerar la información histórica registrada en la base de datos del SIOSEIN hasta <b>12/2024</b> y, posteriormente, se debe estimar la energía en función de la potencia instalada y un factor de planta anual característico de esta tecnología, distribuyéndola conforme al perfil de generación del 2024.	Parcialmente aceptada.
10	STATKRAFT	CH Pachachaca	No se consideró la indisponibilidad desde <b>11/2023</b> hasta <b>03/2024</b> .	Considerar la indisponibilidad desde <b>11/2023</b> hasta <b>03/2024</b> .	Mediante las Cartas D-1216-2023 y DP-233-2024 se verifica que el COES aprobó, respectivamente, la Conclusión de la Operación Comercial a partir del <b>30/11/2023</b> y la POC (reingreso) a partir del <b>14/03/2024</b> . Por lo tanto, en el modelo PERSEO 2.0 se debe considerar la indisponibilidad de la CH Pachachaca desde <b>12/2023</b> hasta <b>02/2024</b> .	Parcialmente aceptada
11	STATKRAFT	CH San Ignacio	Se consideró su	Considerar el	Mediante la Carta D-222-2024 se verifica que el COES	Aceptada

Ítem	Empresa Solicitante	Central de Generación o Instalación de Transmisión	Res 070 y modificatorias	Solicitud	Análisis	Conclusión
			operación durante todo el período de análisis en el modelo PERSEO 2.0	<b>12/03/2024</b> como fecha de Conclusión de Operación Comercial	aprobó la Conclusión de la Operación Comercial a partir del <b>12/03/2024</b> . Por lo tanto, en el modelo PERSEO 2.0 se debe considerar la Operación Comercial de la CH San Ignacio hasta <b>02/2024</b> .	
12	STATKRAFT	CH San Antonio	Se consideró su operación durante todo el período de análisis en el modelo PERSEO 2.0	Considerar el <b>25/05/2024</b> como fecha de Conclusión de Operación Comercial	Mediante la Carta COES/D-479-2024 se verifica que el COES aprobó la Conclusión de la Operación Comercial a partir del <b>25/05/2024</b> . Por lo tanto, en el modelo PERSEO 2.0 se debe considerar la Operación Comercial de la CH San Antonio hasta <b>05/2024</b> .	Aceptada
13	EGEJUNIN	CT Atocongo	Se consideró <b>01/2024</b> como fecha de POC en el modelo PERSEO 2.0	Retirar a la CT Atocongo de los datos de entrada del modelo PERSEO 2.0	De acuerdo con el análisis realizado en el numeral 1 de esta tabla, en el modelo PERSEO 2.0 se debe considerar la POC de la CT Atocongo fuera del período de análisis.	Aceptada
14	EGEJUNIN	CH Santa Lorenza	Se consideró <b>09/2023</b> como fecha de POC en el modelo PERSEO 2.0	Considerar <b>01/2026</b> (fuera del período de análisis) como fecha de POC en el modelo PERSEO 2.0	Se verifica en el Boletín de Proyectos en Ejecución de la División de Supervisión de Electricidad ("DSE") de Osinergmin, correspondiente a febrero de 2025, que no se han concretado actividades clave para la ejecución del proyecto. Como consecuencia, la nueva fecha prevista para la POC es el <b>01/2028</b> , es decir, fuera del período de análisis. Por lo tanto, en el modelo PERSEO 2.0 no se debe considerar su producción dentro del período de análisis.	Parcialmente Aceptada
15	EGEJUNIN	CH Ayanunga	Se consideró <b>07/2023</b> como fecha de POC en el modelo PERSEO 2.0	No considerar la POC en el período de análisis en el modelo PERSEO 2.0	Se verifica en el Boletín de Proyectos en Ejecución de la DSE de Osinergmin, correspondiente a febrero de 2025, que el proyecto C.H. Ayanunga no cuenta con concesión definitiva para operar. En este contexto, la fecha de POC es incierta y no se tiene previsión clara para su ejecución. Por lo tanto, en el modelo PERSEO 2.0 no se debe considerar su producción dentro del período	Aceptada

Ítem	Empresa Solicitante	Central de Generación o Instalación de Transmisión	Res 070 y modificatorias	Solicitud	Análisis	Conclusión
					de análisis.	
16	EGEJUNIN	CH Tulumayo IV	Se consideró <b>03/2024</b> como fecha de POC en el modelo PERSEO 2.0	No considerar la POC en el período de análisis en el modelo PERSEO 2.0	Se verifica en el Boletín de Proyectos en Ejecución de la DSE de Osinergmin, correspondiente a febrero de 2025, que el proyecto C.H. Tulumayo IV no cuenta con un nuevo cronograma aprobado. En este contexto, la POC es incierta. Por lo tanto, en el modelo PERSEO 2.0 no se debe considerar su producción dentro del período de análisis.	Aceptada
17	EGEJUNIN	CH Tulumayo V	Se consideró <b>08/2026</b> como fecha de POC en el modelo PERSEO 2.0	No considerar la POC en el período de análisis en el modelo PERSEO 2.0	Se verifica en el Boletín de Proyectos en Ejecución de la DSE de Osinergmin, correspondiente a febrero de 2025, que el proyecto C.H. Tulumayo V no registra avances y no cuenta con un cronograma aprobado. En este contexto, la POC sigue siendo incierta. Por lo tanto, en el modelo PERSEO 2.0 no se debe considerar su producción dentro del período de análisis.	Aceptada
18	EGEJUNIN	CH Zaña	Se consideró su operación durante todo el período de análisis en el modelo PERSEO 2.0	Considerar el <b>07/08/2021</b> como fecha de Conclusión de Operación Comercial	Mediante la Carta DP-1176-2021 se verifica que el COES aprobó la Conclusión de la Operación Comercial a partir del <b>07/08/2021</b> . Por lo tanto, en el modelo PERSEO 2.0 se debe considerar la Operación Comercial de la CH Zaña hasta <b>07/2021</b> .	Aceptada
19	EGEJUNIN	CH Aricota II	Se consideró su operación durante todo el período de análisis en el modelo PERSEO 2.0	Considerar el <b>24/05/2023</b> como fecha de Conclusión de Operación Comercial	Mediante la Carta D-459-2023 se verifica que el COES aprobó la Conclusión de la Operación Comercial a partir del <b>24/05/2023</b> . Asimismo, mediante la Carta COES/D/DP-057-2025, se ha verificado la POC (reingreso) el <b>24/01/2025</b> Por lo tanto, en el modelo PERSEO 2.0 se debe considerar la Operación Comercial de la CH Aricota II hasta <b>05/2023</b> y su POC (reingreso) desde <b>02/2025</b> .	Parcialmente Aceptada
20	EGEJUNIN	CH San Ignacio	Se consideró su operación durante todo	Considerar el <b>11/03/2024</b> como	Mediante la Carta D-222-2024 se verifica que el COES aprobó la Conclusión de la Operación Comercial a	Aceptada

Ítem	Empresa Solicitante	Central de Generación o Instalación de Transmisión	Res 070 y modificatorias	Solicitud	Análisis	Conclusión
			el período de análisis en el modelo PERSEO 2.0	fecha de Conclusión de Operación Comercial	partir del <b>12/03/2024</b> . Por lo tanto, en el modelo PERSEO 2.0 se debe considerar la Operación Comercial de la CH San Ignacio hasta <b>02/2024</b> .	
21	EGEJUNIN	CH San Antonio	Se consideró su operación durante todo el período de análisis en el modelo PERSEO 2.0	Considerar el <b>25/05/2024</b> como fecha de Conclusión de Operación Comercial	Mediante la Carta COES/D-479-2024 se verifica que el COES aprobó la Conclusión de la Operación Comercial a partir del <b>25/05/2024</b> . Por lo tanto, en el modelo PERSEO 2.0 se debe considerar la Operación Comercial de la CH San Antonio hasta <b>05/2024</b> .	Aceptada
22	EGEJUNIN	CT Tumbes	Se consideró su operación durante todo el período de análisis en el modelo PERSEO 2.0	Considerar la Conclusión de la Operación Comercial desde el <b>16/07/2021</b> y su reingreso con fecha de POC desde el <b>04/10/2023</b>	Mediante las Cartas DP-920-2021 y DP-1054-2023 se verifica que el COES aprobó, respectivamente, la Conclusión de la Operación Comercial a partir del <b>16/07/2021</b> y la POC (reingreso) a partir del <b>04/10/2023</b> . Por lo tanto, en el modelo PERSEO 2.0 no se debe considerar la operación de la CT Tumbes desde <b>08/2021</b> hasta <b>09/2023</b> .	Aceptada
23	EGEJUNIN	CH Pachachaca	Se consideró su operación durante todo el período de análisis en el modelo PERSEO 2.0	Considerar la Conclusión de la Operación Comercial desde el <b>30/11/2023</b> y su reingreso con fecha de POC desde el <b>14/03/2024</b>	Mediante las Cartas D-1216-2023 y DP-233-2024 se verifica que el COES aprobó, respectivamente, la Conclusión de la Operación Comercial a partir del <b>30/11/2023</b> y la POC (reingreso) a partir del <b>14/03/2024</b> . Por lo tanto, en el modelo PERSEO 2.0 no se debe considerar la operación de la CH Pachachaca desde <b>12/2023</b> hasta <b>02/2024</b> .	Aceptada
24	EGEJUNIN	CH Centauro I-III	En el modelo PERSEO 2.0, se consideraron las fechas de POC de cada etapa en <b>09/2021</b> y	En el modelo PERSEO 2.0, considerar las fechas de POC de	Se ha verificado que la concesionaria informó un nuevo cronograma al MINEM con fecha de POC a fines de <b>06/2025</b> . Asimismo, de acuerdo con el informe técnico COES/D/DO/SPR/IPMPO-001-2025 "Programa de	Parcialmente aceptada

Ítem	Empresa Solicitante	Central de Generación o Instalación de Transmisión	Res 070 y modificatorias	Solicitud	Análisis	Conclusión
			<b>03/2022</b> , respectivamente	la primera etapa en <b>10/2024</b> y de la segunda etapa en <b>04/2027</b> (fuera del período de simulación)	Mediano Plazo de la Operación del SEIN" (enero-diciembre 2025) del COES, se prevé la POC de la primera etapa para <b>06/2025</b> . En cuanto a la segunda etapa, debido al estado de avance (25%), se estima su POC fuera del período de análisis. Por lo tanto, en el modelo PERSEO 2.0 se debe considerar como fecha de POC de la primera etapa <b>06/2025</b> y no se debe considerar la segunda etapa en el período de análisis.	
25	EGEJUNIN	CE San Juan de Marcona	No se consideró la POC en el modelo PERSEO 2.0	Considerar el <b>18/04/2024</b> como fecha de POC con la producción estimada en el FITA2024	De acuerdo con el análisis realizado en el numeral 7 de esta tabla, en el modelo PERSEO 2.0 se debe considerar la POC desde <b>05/2024</b> con una capacidad de <b>129.8 MW</b> . Asimismo, la POC del aerogenerador adicional de 5.9 MW debe considerarse desde <b>12/2024</b> , alcanzando así una potencia total de 135,7 MW. Respecto a la producción, se debe considerar lo señalado en el análisis del numeral 7 de esta tabla.	Parcialmente aceptada
26	EGEJUNIN	CS Matarani	No se consideró la POC en el modelo PERSEO 2.0	Considerar el <b>11/09/2024</b> como fecha de POC con la producción estimada en el FITA2024	De acuerdo con el análisis realizado en el numeral 9 de esta tabla, en el modelo PERSEO 2.0 se debe considerar la POC desde <b>09/2024</b> . Respecto a la producción, se debe considerar lo señalado en el análisis del numeral 9 de esta tabla.	Parcialmente aceptada
27	EGEJUNIN	CT Refinería Talara	No se consideró la POC en el modelo PERSEO 2.0	Considerar el <b>19/04/2024</b> como fecha de POC con la producción estimada en el FITA2024	De acuerdo con el análisis realizado en el numeral 6 de esta tabla, en el modelo PERSEO 2.0 se debe considerar la POC desde <b>05/2024</b> . Respecto a la producción, se debe considerar lo señalado en el análisis del numeral 6 de esta tabla.	Parcialmente aceptada
28	EGEJUNIN	CE Wayra Extensión	No se consideró la POC en el modelo PERSEO 2.0	Considerar el <b>29/06/2024</b> como fecha de POC con la producción	De acuerdo con el análisis realizado en el numeral 8 de esta tabla, en el modelo PERSEO 2.0 se debe considerar la POC desde <b>07/2024</b> .	Parcialmente aceptada

Ítem	Empresa Solicitante	Central de Generación o Instalación de Transmisión	Res 070 y modificatorias	Solicitud	Análisis	Conclusión
				estimada en el FITA2024	Respecto a la producción, se debe considerar lo señalado en el análisis del numeral 8 de esta tabla.	
29	EGEJUNIN	CH San Gabán III	No se consideró la POC en el modelo PERSEO 2.0	Considerar <b>08/2025</b> como fecha de POC	Se verifica en el Boletín de Proyectos en Ejecución de la DSE de Osinergmin, correspondiente a febrero de 2025, que el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), mediante la R.M. N° 093-2024-MINEM/DM, aprobó la Segunda Modificación del Contrato de Concesión, estableciendo una prórroga para la POC hasta el <b>28/07/2025</b> . Por lo tanto, en el modelo PERSEO 2.0 se debe considerar la POC desde <b>08/2025</b> con una potencia de 209,3 MW.	Aceptada
30	EGEJUNIN	CS Sunny	No se consideró la POC en el modelo PERSEO 2.0	Considerar <b>11/2025</b> como fecha de POC con la producción estimada en el FITA2024	Se verifica que el MINEM aprobó la postergación de la POC al 23/10/2025; sin embargo, existen retrasos en algunas actividades que originarían el desplazamiento de la POC, por lo que se prevé su POC para el <b>12/2025</b> . Por lo tanto, en el modelo PERSEO 2.0 se debe considerar la POC desde <b>12/2025</b> . Respecto a la producción, se debe estimar la energía en función de la potencia instalada y un factor de planta anual característico de esta tecnología, distribuyéndola conforme al perfil de generación de una central existente de similares características.	Parcialmente aceptada
31	EGEJUNIN	CS Wayra Solar	No se consideró la POC en el modelo PERSEO 2.0	Considerar <b>12/2025</b> como fecha de POC con la producción estimada en el FITA2024	De acuerdo con información de la DSE de Osinergmin se prevé su POC para <b>08/2026</b> (Fuera del período). Por lo tanto, en el modelo PERSEO 2.0 no se debe considerar su producción dentro del período de análisis.	Parcialmente aceptada
32	EGEJUNIN	LT 500 kV Mantaro – Nueva Yanango – Carapongo	En el modelo PERSEO 2.0 se consideró su POC para <b>11/2022</b>	Considerar <b>08/2023</b> como fecha de POC	Se verifica en el Boletín de Supervisión de Contratos de Proyectos de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica en Operación de la DSE de Osinergmin, correspondiente a noviembre de 2024, que la LT tuvo como POC el <b>26/07/2023</b> . Por lo tanto, en el modelo	Aceptada

Ítem	Empresa Solicitante	Central de Generación o Instalación de Transmisión	Res 070 y modificatorias	Solicitud	Análisis	Conclusión
					PERSEO 2.0 se debe considerar como fecha de POC <b>08/2023</b> .	
33	EGEJUNIN	SE 220/60 kV Nueva Tumbes (SE Alipio Rosales)	En el modelo PERSEO 2.0 se consideró su POC para <b>04/2024</b>	Considerar <b>01/2025</b> como fecha de POC	Se ha verificado que la concesionaria ha gestionado una ampliación de plazo ante el MINEM, logrando la modificación de su POC para el <b>17/05/2025</b> . Por lo tanto, en el modelo PERSEO 2.0 se debe considerar como fecha de POC <b>06/2025</b> .	Parcialmente aceptada.
34	EGEJUNIN	LT 220 kV Pariñas – Nueva Tumbes	En el modelo PERSEO 2.0 se consideró su POC para <b>04/2024</b>	Considerar <b>01/2025</b> como fecha de POC	Se ha verificado que la concesionaria solicitó al MINEM calificación de evento de fuerza mayor y ampliación de plazo de la POC. En ese contexto, según la información de la DSE de Osinergmin a <b>12/2024</b> , debido al plan anual de cortes del COES y puesta en servicio del centro del control principal ubicada en la S.E. Miguel Grau, la POC se prevé para <b>06/2025</b> . Por lo tanto, en el modelo PERSEO 2.0 se debe considerar como fecha de POC <b>06/2025</b> .	Parcialmente aceptada
35	EGEJUNIN	LT 500 kV La Niña – Piura	En el modelo PERSEO 2.0 se consideró su POC para <b>07/2024</b>	Considerar <b>03/2025</b> como fecha de POC	De acuerdo con lo informado por la DSE de Osinergmin en <b>12/2024</b> y considerando el desarrollo del proyecto, se prevé la POC para el mes de <b>04/2025</b> . Por lo tanto, en el modelo PERSEO 2.0 se debe considerar como fecha de POC <b>04/2025</b> .	Parcialmente aceptada
36	EGEJUNIN	LT 500 kV Carabayllo – Chimbote – Trujillo	En el modelo PERSEO 2.0 se consideró la POC de su repotenciamiento para <b>07/2024</b>	Considerar <b>09/2026</b> como fecha de POC de su repotenciamiento	De acuerdo con la información de PROINVERSIÓN y considerando la posibilidad de adjudicación y plazos a cumplir, se prevé la POC del repotenciamiento para <b>02/2028</b> . Por lo tanto, en el modelo PERSEO 2.0 se debe considerar como fecha de POC <b>02/2028</b> .	Parcialmente aceptada
37	EGEJUNIN	LT 500 kV Nueva Yanango – Nueva Huánuco 500 kV	En el modelo PERSEO 2.0 se consideró su POC para <b>11/2022</b>	Considerar <b>03/2028</b> como fecha de POC	Se ha verificado que, el <b>06/12/2023</b> , con Carta N° CS01495-23031031 CTM solicitó al MINEM la suspensión de plazo para la POC, por evento causal de Fuerza Mayor "Cambio de ubicación de S.E. Yaros", hasta el <b>02/03/2028</b> . Por lo tanto, en el modelo PERSEO 2.0 se	Aceptada

Ítem	Empresa Solicitante	Central de Generación o Instalación de Transmisión	Res 070 y modificatorias	Solicitud	Análisis	Conclusión
					debe considerar como fecha de POC <b>03/2028</b> .	
38	EGEJUNIN	LT 220 kV Aguaytía – Tingo María	En el modelo PERSEO 2.0 se consideró su POC para <b>01/2024</b>	Considerar <b>03/2025</b> como fecha de POC	Se ha verificado que la concesionaria informó que el 31/12/2024 el EPO del proyecto perdió vigencia, por lo que deberán presentar un nuevo EPO al COES. En ese contexto y considerando los plazos de trámites, se prevé la POC para <b>11/2026</b> . Por lo tanto, en el modelo PERSEO 2.0 se debe considerar como fecha de POC <b>11/2026</b> .	Parcialmente aceptada
39	EGEJUNIN	LT 220 kV Reque – Nueva Carhuaquero	En el modelo PERSEO 2.0 se consideró su POC para <b>01/2025</b>	Considerar <b>04/2026</b> como fecha de POC	De acuerdo con información remitida por la DSE de Osinergmin, se viene registrando un retraso en la ejecución del proyecto. En ese contexto, se considera la fecha de POC para <b>04/2026</b> . Por lo tanto, en el modelo PERSEO 2.0 se debe considerar como fecha de POC <b>04/2026</b> .	Aceptada
40	EGEJUNIN	LT 500 kV San José – Yarabamba	En el modelo PERSEO 2.0 se consideró su POC para <b>12/2024</b>	Considerar <b>09/2027</b> como fecha de POC	De acuerdo con información remitida por la DSE de Osinergmin sobre el proyecto y considerando el plazo de ejecución, se estima la POC para <b>10/2027</b> . Por lo tanto, en el modelo PERSEO 2.0 se debe considerar como fecha de POC <b>10/2027</b> .	Parcialmente aceptada
41	EGEJUNIN	LT 220 kV Cáclic – Jaén Norte	En el modelo PERSEO 2.0 se consideró su POC para <b>12/2024</b>	Considerar <b>09/2027</b> como fecha de POC	De acuerdo con información remitida por la DSE de Osinergmin sobre el proyecto y considerando el plazo de ejecución, se estima la POC para <b>09/2027</b> . Por lo tanto, en el modelo PERSEO 2.0 se debe considerar como fecha de POC <b>09/2027</b> .	Aceptada
42	EGEJUNIN	LT 220 kV Belaunde Terry – Tarapoto Norte	En el modelo PERSEO 2.0 se consideró su POC para <b>12/2024</b>	Considerar <b>02/2028</b> como fecha de POC	De acuerdo con información remitida por la DSE de Osinergmin sobre el proyecto y considerando el plazo de ejecución, se estima la POC para <b>02/2028</b> . Por lo tanto, en el modelo PERSEO 2.0 se debe considerar como fecha de POC <b>02/2028</b> .	Aceptada
43	EGEJUNIN	LT 220 kV Huanza – Carabayllo	En el modelo PERSEO 2.0 se consideró la POC de	Considerar <b>01/2025</b> como	De acuerdo con información remitida por la DSE de Osinergmin y el Informe de Diagnóstico de la	Parcialmente aceptada

Ítem	Empresa Solicitante	Central de Generación o Instalación de Transmisión	Res 070 y modificatorias	Solicitud	Análisis	Conclusión
			su repotenciamiento para <b>01/2026</b>	fecha de POC de su repotenciamiento	Actualización del Plan de Transmisión 2025-2034, se estima la POC para <b>01/2027</b> . Por lo tanto, en el modelo PERSEO 2.0 se debe considerar como fecha de POC <b>01/2027</b> .	
44	EGEJUNIN	SE 500/220 kV Poroma (2do Transformador)	En el modelo PERSEO 2.0 se consideró la POC de su ampliación para <b>12/2024</b>	Considerar <b>06/2025</b> como fecha de POC de su ampliación	De acuerdo con información remitida por la DSE de Osinergmin y considerando el plazo de ejecución, se estima la POC para <b>07/2025</b> . Por lo tanto, en el modelo PERSEO 2.0 se debe considerar como fecha de POC <b>07/2025</b> .	Parcialmente aceptada
45	EGEJUNIN	SE 500/220 kV Montalvo (2do Transformador)	En el modelo PERSEO 2.0 se consideró la POC de su ampliación para <b>12/2024</b>	Considerar <b>06/2025</b> como fecha de POC de su ampliación	De acuerdo con información remitida por la DSE de Osinergmin y considerando el plazo de ejecución, se estima la POC para <b>07/2025</b> . Por lo tanto, en el modelo PERSEO 2.0 se debe considerar como fecha de POC <b>07/2025</b> .	Parcialmente aceptada
46	EGEJUNIN	LT 220 kV Montalvo – Moquegua (2do Circuito)	En el modelo PERSEO 2.0 se consideró su POC para <b>12/2024</b>	Considerar <b>03/2026</b> como su fecha de POC	De acuerdo con información remitida por la DSE de Osinergmin no se ha adjudicado el proyecto. En ese contexto, considerando dicho retraso y su cronograma, se estima la POC para <b>02/2028</b> . Por lo tanto, en el modelo PERSEO 2.0 se debe considerar como fecha de POC <b>02/2028</b> .	Parcialmente aceptada
47	EGEJUNIN	LT 220 kV Cajamarca – Cállic – Moyobamba (Segundo Circuito)	En el modelo PERSEO 2.0 se consideró su POC para <b>01/2024</b>	Considerar <b>03/2026</b> como su fecha de POC	De acuerdo con información remitida por la DSE de Osinergmin y considerando el plazo de ejecución, se estima la POC para <b>10/2028</b> . Por lo tanto, en el modelo PERSEO 2.0 se debe considerar como fecha de POC <b>10/2028</b> .	Parcialmente aceptada

Se han revisado detalladamente los archivos de entrada y salida del Modelo PERSEO 2.0, así como los archivos de cálculo en formato Excel presentados por EGEJUNIN como sustento de su solicitud de Revisión de la Asignación de Responsabilidad de Pago entre Generadores por el uso del SST GD REP. Al respecto, si bien EGEJUNIN ha ajustado los archivos de entrada conforme a sus solicitudes de modificación, en algunos casos, como en la modificación de la POC de la LT 500 kV Mantaro – Nueva Yanango – Carapongo y la LT 500 kV Nueva Yanango – Nueva Huánuco, no ha actualizado las fechas de POC de los proyectos asociados como las LT Chaglla 220 kV – Paragsha 220 kV, que debió modificarse de 10/2022 a 02/2028. Asimismo, se observa que UNACEM y STATKRAFT no han presentado archivos de entrada y salida del Modelo PERSEO 2.0, ni hojas de cálculo en formato Excel.

## **4. Revisión de Distribución de Responsabilidad de Pago entre Generadores**

De acuerdo con el contenido del literal e) del artículo 139 del RLCE, corresponde a Osinermin, definir la asignación de responsabilidad de pago entre la generación y la demanda; así como, la distribución entre los generadores de la responsabilidad de pago asignada a ellos, la misma que podrá ser revisada en cada fijación tarifaria o a solicitud de los interesados de acuerdo con lo establecido por Osinermin.

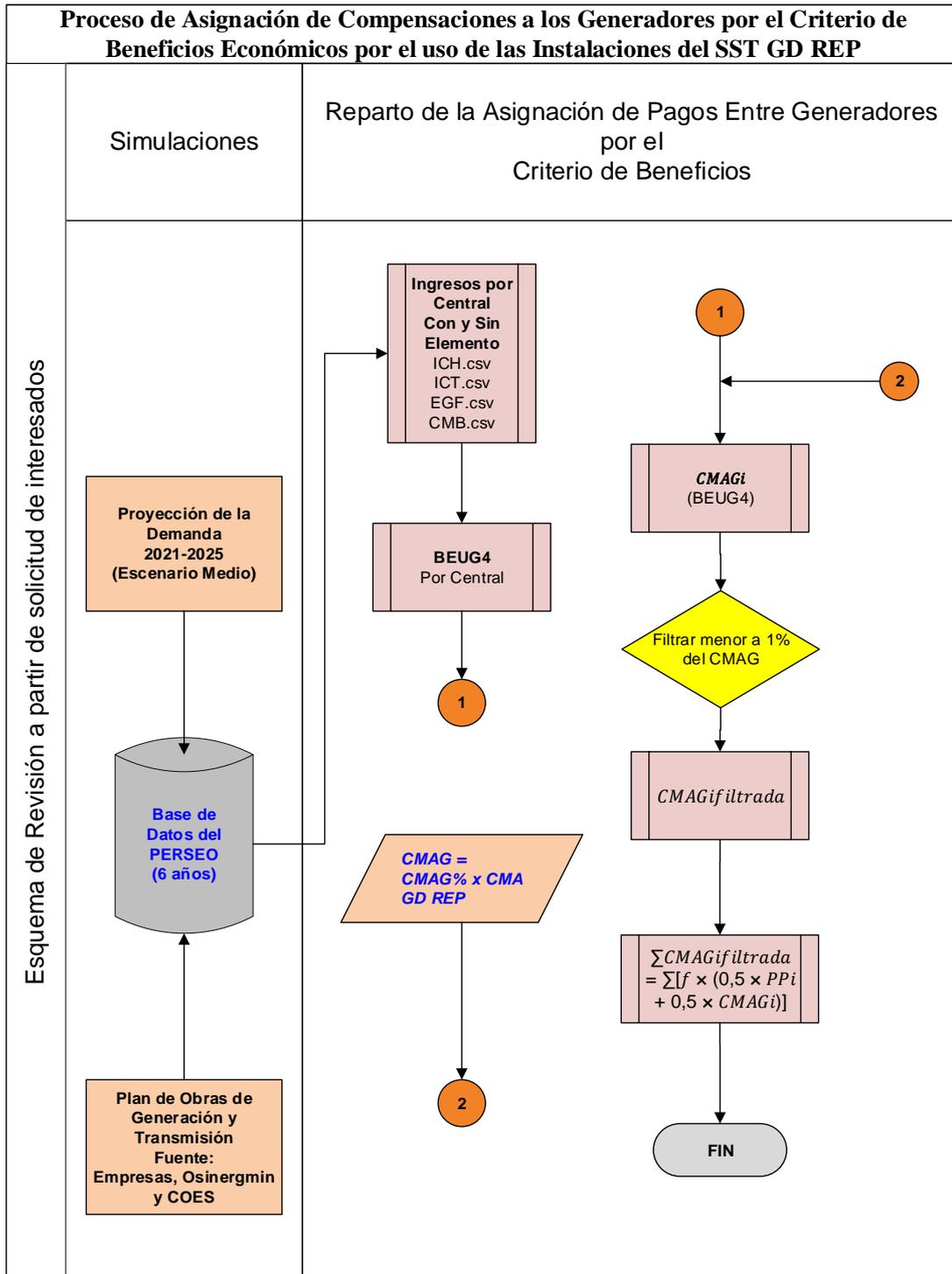
Por otro lado, en aplicación del Título IV de la Norma Asignación de Responsabilidad, en la Resolución 070-2021 sólo se determinaron los generadores responsables por las compensaciones de las instalaciones del SST y SCT cuyo criterio de distribución sea el criterio de beneficios económicos, y que corresponde al SST Sistema Generación/Demanda de REP.

---

### **4.1. Criterios de Asignación de Responsabilidad Total y Parcial de los Generadores por el SST GD REP**

En el Esquema 4.1, se muestra el proceso de determinación de la responsabilidad de pago de las instalaciones del SST y SCT asignados total y parcialmente a la generación.

**Esquema N°. 4.1 Proceso de la Asignación de Responsabilidad de Pago por el uso de las Instalaciones del SST y SCT**



En el caso de los elementos cuya responsabilidad de pago fue asignada a los generadores, de acuerdo al numeral 9.2 la Norma de Asignación de Responsabilidad, para el cálculo del Beneficio Económico anual que genera un elemento del SST a una central de generación, por diferencia de precios marginales y/o diferencia en generación de energía, se considerará lo establecido en el Título IV de la Norma de Asignación de Responsabilidad y complementariamente lo siguiente:

- a) El uso del archivo ejecutable "PERSEO.exe" del modelo PERSEO 2.0 empleado en la Fijación de Peajes y Compensaciones del SST y SCT de mayo 2021 – abril 2025.
- b) Para cada elemento de transmisión del SST GD REP en análisis, se determina el Beneficio Económico que dicho elemento proporciona a cada generador en función de la variación de los costos marginales previstos y los niveles de producción de energía durante el período de análisis. Este beneficio se calcula considerando el Valor Presente de los Ingresos Netos de cada central generadora para un período de cuatro años.
- c) El Costo Medio Anual del elemento de Transmisión asignada a la Generación (CMAG) entre los generadores se prorratea conforme se indica en el artículo 10 de la Norma de Asignación de Responsabilidad.
- d) Adicionalmente, si la proporción asignada al generador del CMAG no es mayor al 1%, se le excluye de la asignación de Pago.
- e) En cada año tarifario, en el mes que se asignen pagos a Centrales de Generación que no se encuentren en operación comercial, dicha responsabilidad será asumida y distribuida proporcionalmente entre el resto de los generadores.
- f) Actualmente, se desarrollan en paralelo los procesos de Revisión de la Asignación de Responsabilidad de Pago entre Generadores del período 2024-2025 y de Fijación de la Asignación de Responsabilidad de Pago para el período 2025-2029, por el uso de las instalaciones del SST GD REP. De acuerdo con el numeral 10.2.3 de la Norma de Asignación de Responsabilidad, en la Fijación debe emplearse el Pago Previo asignado (PPi) por Osinergmin para cada elemento en análisis. Si bien en la elaboración del Informe N° 098-2025-GRT se utilizó el PPi correspondiente a la Revisión 2023-2024, por ser el disponible al momento del análisis, para la publicación de la Fijación del período 2025-2029 se utiliza el PPi resultante de la Revisión 2024-2025, la cual se sustenta en el presente informe, dado que ambos procesos serán publicados simultáneamente y dicho PPi representa la información más actualizada.

---

## 4.2. Modificación de la Distribución entre Generadores de la Responsabilidad de Pago de los SST y SCT

La modificación de la distribución entre generadores de la responsabilidad de pago de los SST y SCT se realizará de acuerdo con lo mencionado en el numeral 4.1 del presente informe, considerando las premisas que fueron establecidas para la emisión de la Resolución 070-2021, correspondiendo modificar sólo las solicitudes aceptadas en su totalidad o en parte según lo referido en el cuadro del numeral 3.3 del presente informe

---

## 4.3. Resultados

Sobre la base de lo solicitado por UNACEM, STATKRAFT y EGEJUNIN, y tras el análisis realizado con la información utilizada para la Fijación de Peajes y Compensaciones del SST y SCT para el período mayo 2021 – abril 2025, así como de los comentarios presentados por EGEJUNIN, REP e IEP respecto al proyecto de modificación que, luego de su revisión, fueron aceptados o parcialmente aceptados, se procedió a determinar la distribución entre generadores de la responsabilidad de pago asignada a la generación por el uso del SST GD REP, obteniéndose que:

- Se produjeron modificaciones tanto en los generadores responsables como en los montos de compensación asignados, según corresponda.
- Los archivos magnéticos que sustentan dichos cálculos se encuentran publicados en la siguiente dirección web:

<https://www.osinerghmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/procesos-regulatorios/electricidad/fijacion-SST-SCT/revision-distribucion-entre-generadores-sst-y-sct-2024>

Finalmente, de acuerdo con los resultados descritos en los párrafos anteriores, corresponde modificar el Cuadro 10.4.- **Distribución de la Compensación Mensual Asignadas a la Generación del SST GD REP** del ANEXO 10 de la Resolución 070-2021 por lo siguiente:

Modificación del Cuadro 10.4.- Distribución de la Compensación Mensual Asignada a la Generación del SST GD REP.

TITULAR	Compensación Mensual (S/)
	May24 - Abr25
ANDE AN POWER S.A.C.	2 636
CHINANGO S.A.C.	22 643
COMPAÑIA ELECTRICA EL PLATANAL S.A.	17 735
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA AREQUIPA S.A.	363 854
EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA DE JUNIN S.A.C	1 855
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA MACHUPICCHU S.A.	56 639
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SAN GABÁN S.A.	57 977
EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA SANTA ANA S.A.C.	1 113
EMPRESA DE GENERACION HUALLAGA S. A.	63 829
EMPRESA DE GENERACION HUANZA S.A.	1 195
EMPRESA ELÉCTRICA AGUA AZUL S.A.	15 194
EMPRESA ELÉCTRICA RIO DOBLE S.A.	35 807
EMPRESA ELECTRICIDAD DEL PERÚ S.A. - ELECTROPERU	50 738
ENEL GENERACION PIURA S.A.	188 831
ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A.	108 540
FENIX POWER PERÚ S.A.	39 781
GR PAINO S.A.C.	6 433
GR TARUCA S.A.C	6 191
INLAND ENERGY S.A.C.	5 554
KALLPA GENERACION S.A.	103 738
LA VIRGEN S.A.C.	6 013
MAJES ARCUS S.A.C.	2 173
ORAZUL ENERGY PERU S.A.	282 656
ORYGEN PERU S.A.A.	176 757
PETRAMAS S.A.C.	5 009
REPARTICIÓN ARCUS S.A.C.	2 163
STATKRAFT PERÚ S.A.	79 050
TERMOHILCA S.A.C.	19 302
TERMOSELVA S.R.L.	12 301

**Nota:**

- (1) En cada año tarifario, en caso se asignen pagos a Centrales de Generación que no entren en operación comercial, dicha responsabilidad será asumida y distribuida proporcionalmente entre el resto de las generadoras

## 5. Recomendación

Como resultado del análisis efectuado en el presente informe, modificar el cuadro 10.4 del Anexo 10 de la Resolución N° 070-2021-OS/CD de acuerdo con lo indicado en el Anexo 3 del presente informe.

[sbuenalaya]

/pch-rtc

# **Anexo 1**

1. Carta N°: GO-098-10-2024 del 15 de octubre de 2024



UNACEM Perú S.A.  
T 511 217 0200

Av. Atocongo 2440  
Villa María del Triunfo  
Lima, Perú, Lima 35

Lima, 15 de octubre de 2024

GO-098-10-2024

Señor Ing.  
**Severo Buenalaya**  
Gerente de Generación y Transmisión  
**OSINERGMIN**  
Av. Jorge Chávez 154  
Miraflores - Lima

**Asunto :** Solicitud de Revisión de la Distribución de Pago entre Generadores por los SSTGD REP, fijada por OSINERGMIN para el Periodo mayo 2021 – abril 2025

**Referencia:** 1) Segunda Disposición Transitoria de la Norma Tarifa y Compensaciones para los SST y SCT, aprobada con Resolución de OSINERGMIN N° 217- 2013-OS/CD  
2) Art.11° de la Resolución OSINERGMIN N° 070-2021-OS/CD (en adelante la "RESOLUCIÓN 070")

Estimado Ing. Severo.

Nos dirigimos a usted en el marco del literal e) inciso VII) del Artículo 139° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, para solicitar, dentro del plazo establecido en las Normas de la referencia 1) y 2), la revisión de la distribución de pago entre generadores por los Sistemas Secundarios de Transmisión Generación/Demanda de REP para el periodo mayo 2021 – abril 2025, que se fijó mediante la "RESOLUCIÓN 070".

Al respecto, dentro del plazo establecido en la Segunda Disposición Transitoria de la Norma Tarifas aprobada mediante la Resolución OSINERGMIN N° 217-2013-OS/CD, se adjunta como Anexo el sustento de la solicitud referido a no considerar la CT Atocongo en el proceso de cálculo de las compensaciones GD REP.

Sin otro particular y agradeciendo su atención.

Atentamente,

**Juan Asmat Siqueros**  
Gerente de Operaciones Atocongo

UNIDOS CRECEMOS PARA CONSTRUIR  
UN MUNDO SOSTENIBLE





**INFORME**

**SOLICITUD DE REVISIÓN DE LA ASIGNACIÓN DE  
COMPENSACIONES SST GD REP, DEL PERIODO  
MAYO 2021 - ABRIL 2025**

**OCTUBRE 2024**



Contenido

1. ANTECEDENTES .....	3
2. OBJETIVO .....	3
3. BASE LEGAL .....	3
4. DEFINICIONES .....	4
5. SOLICITUD .....	4
6. SUSTENTO .....	4



## SOLICITUD DE REVISIÓN DE LA ASIGNACIÓN DE COMPENSACIONES SST GD REP, DEL PERIODO MAYO 2021 – ABRIL 2025

### 1. ANTECEDENTES

---

La asignación de responsabilidad de pago de los generadores por el uso de las instalaciones del SST GD REP consignadas en el Cuadro 10.4 del Anexo 10 de la Resolución OSINERGMIN N° 070-2021-OS/CD, fue determinado en el proceso de Fijación de los Peajes y Compensaciones de los SST y SCT para el periodo mayo 2021 – abril 2025, en cuyo plan de obras de generación, el OSINERGMIN incluyó el proyecto CT Atocongo con 136 MW (POC enero 2024).

Asimismo, el numeral 5.4 del “Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de pago de los SST y SCT”, aprobada mediante la Resolución OSINERGMIN N° 164-2016-OS/CD; establece que; *“la revisión de la distribución de la responsabilidad de pago entre los generadores se llevará a cabo en cada fijación tarifaria o a solicitud de los interesados, de acuerdo con lo dispuesto en la Norma Tarifas”*. Cabe señalar que la Norma Tarifas citada se refiere a la Resolución OSINERGMIN N° 217-2013-OS/CD.

La Segunda Disposición Transitoria de la Resolución N° 217-2013-OS/CD dispone que; *“solo las solicitudes de revisión de la distribución entre los generadores de la responsabilidad de pago asignada a ellos por las instalaciones tipo generación o generación/demanda, recibidas antes del 15 de noviembre de cada año, serán procesadas siguiendo el cronograma del siguiente Procedimiento de Fijación de Precios en Barra, teniendo en cuenta la fecha real en que se incorpora una nueva planta de generación o se produce un cambio en la topología de la red de transmisión, que amerite dicha revisión”*.

Asimismo, en el caso de centrales de generación con pagos asignados que no entran en operación comercial, la Nota (1) del Cuadro 10.4 de la Resolución 070 establece explícitamente que en cada año tarifario la responsabilidad será asumida y distribuida proporcionalmente entre el resto de las generadoras.

### 2. OBJETIVO

---

**UNACEM** solicita la revisión de la asignación de responsabilidad de pago de los generadores por el uso de las instalaciones SST GD REP, del periodo mayo 2021 – abril 2025, debiendo excluirse del cálculo de las compensaciones a la CT Atocongo.

### 3. BASE LEGAL

---

La base legal empleada en el presente informe, es el siguiente:

- Ley de Concesiones Eléctricas
- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas
- Ley 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica



- Resolución OSINERGMIN N° 217-2013-OS/CD; Norma Tarifas y Compensaciones de los SST y SCT
- Resolución OSINERGMIN N° 164-2016-OS/CD; Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de pago de los SST y SCT
- Resolución OSINERGMIN N° 070-2021-OS/CD; Resolución que fija los Peajes y Compensaciones de los SST y SCT para el periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2021 y el 30 de abril de 2025

#### 4. DEFINICIONES

---

En el presente informe, se emplean las siguientes definiciones:

- **NORMA TARIFAS:** Norma Tarifas y Compensaciones de los SST y SCT
- **PROCEDIMIENTO:** Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de pago de los SST y SCT
- **RESOLUCIÓN 070:** Resolución que fija los Peajes y Compensaciones de los SST y SCT para el periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2021 y el 30 de abril de 2025
- **UNACEM:** UNACEM PERÚ S.A.

#### 5. SOLICITUD

---

Se solicita al OSINERGMIN que, sobre la base de lo establecido en el numeral 5.4 del PROCEDIMIENTO, el cual señala que, *“las solicitudes de revisión de la distribución entre los generadores de la responsabilidad de pago asignada a ellos por las instalaciones tipo generación o generación/demanda, recibidas antes del 15 de noviembre de cada año serán procesadas siguiendo el cronograma del siguiente Procedimiento de Fijación de Precios en Barra”*; se retire en el archivo SINAC.GTT de la base de datos del modelo PERSEO, la CT Atocongo de 136 MW, debido a que el proyecto de generación no será ejecutado.

En este sentido, en el proceso de revisión de las compensaciones de las instalaciones SST GD REP, corresponde que se retire a la CT Atocongo del cálculo de dichas compensaciones en el periodo mayo 2024 – abril 2025.

Asimismo, de acuerdo a lo dispuesto en la Nota (1) del Cuadro 10.4 de la RESOLUCIÓN 070, la responsabilidad de pago asignada a centrales que no entraron en operación comercial como es el caso de la CT Atocongo, deber ser asumida y distribuida proporcionalmente entre el resto de las generadoras.

#### 6. SUSTENTO

---

CELEPSA en representación de **UNACEM**, comunicó al COES mediante carta N° CEL-01193-2023 de fecha 8 de mayo de 2023, que el proyecto de la CT Atocongo de 136 MW no entraría en operación comercial, tal como se verifica en la imagen siguiente:



CEL-01193-2023

La Victoria, 08 de mayo de 2023

Señor  
Leonardo Dejo  
Director ejecutivo (e)  
**COES**  
Av. Los Conquistadores Nº1144, piso 2  
San Isidro

**Asunto** : Situación del proyecto de ciclo combinado CT Atocongo  
**Referencia** : Carta COES/D/DP-361-2023

Estimado ingeniero.

Por medio de la presente atendemos la solicitud de información enviada con carta de la Referencia. Sobre el particular, debemos informar que el proyecto CT Atocongo ha sido desestimado para su ejecución en estos momentos, por lo que no tenemos una nueva fecha prevista de puesta en operación comercial ni cronograma vigente para su desarrollo.

Sin otro particular, quedo de usted.

  
**Atentamente,**  
Carlos Túpac-Yupanqui Ortega  
Gerente Comercial



2. Carta N°: SKP/GG-307-2024 del 07 de noviembre de 2024



SKP/GC-307-2024

Señor  
Severo Buenalaya Cangalaya  
Gerente de Generación y Transmisión Eléctrica  
**OSINERGMIN**  
Presente. -

-- DIRECCIÓN:  
Av. Pardo y Aliaga 652  
Int 203  
San Isidro  
Lima 27  
Perú

-- TELÉFONO:  
+511700 8100

-- FAX:  
+511 422 0348

-- RUC: 20269180731

ASUNTO:  
Solicitud de Revisión de la Distribución por Beneficios del Pago entre  
Generadores por los SSTGD, fijada por OSINERGMIN para el periodo mayo  
2024 – abril 2025

REF./FECHA:

NUESTRA REF.:

LUGAR/FECHA:  
Lima, 07.11.2024

De nuestra consideración:

Es grato dirigirnos a usted, para en atención a lo que indica el literal e-VII del artículo 139° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante, el "RLCE"), solicitar dentro del plazo establecido en la Segunda Disposición Transitoria de la Norma Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión", aprobada con Resolución OSINERGMIN N° 217-2013-OS/CD, la revisión de la distribución por beneficios del pago entre generadores por los Sistemas Secundarios de Transmisión Generación/Demanda de REP para el periodo mayo 2024 – abril 2025.

Al respecto, adjuntamos como Anexo la descripción y sustento de los cambios que solicitamos sean incluidos en la revisión.

Sin otro particular, aprovechamos la oportunidad para reiterarle los sentimientos de nuestra especial consideración.

Atentamente,

JUAN  
MANUEL  
LÓPEZ TEVES

Digitally signed by  
JUAN MANUEL LÓPEZ  
TEVES  
Date: 2024.11.06  
15:13:44 -05'00'

---

Juan Manuel López Teves  
Gerente Comercial

**ANEXO**  
**DESCRIPCIÓN Y SUSTENTO DE LOS CAMBIOS QUE SE DEBEN CONSIDERAR**  
**EN LA REVISIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN POR BENEFICIOS DEL PAGO ENTRE**  
**GENERADORES POR LOS SSTGD, PARA EL PERIODO MAYO 2024 – ABRIL 2025**

**1. Modelamiento de las BESS**

El OSINERGHMIN en el numeral 2.1.2 de la Resolución N° 128-2024-OS/CD que resolvió el recurso de reconsideración presentado por STATKRAFT contra la Resolución N° 110-2024-OS/CD, el mismo cuyo análisis está referido a la inclusión de la RPF, el regulador sustentó su decisión en lo siguiente:

**2.1.2 Análisis de Osinerghmin**

Que, con la Resolución 110 se incorporó un cambio producto de la rectificación de un error material a instancia de parte. Al respecto, de acuerdo con lo previsto en el artículo 212 del Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado con Decreto Supremo N° 004-2019-JUS ("TUO de la LPAG"), los errores materiales en los actos administrativos pueden ser rectificadas con efecto retroactivo, en cualquier momento, de oficio o a instancia de parte, siempre que no se altere lo sustancial de su contenido ni el sentido de la decisión;

Que, es un deber de la administración corregir los errores materiales, cuyos efectos de no haberse incurrido en ellos es equivalente al resultado de la rectificación. Lo sustancial y sentido de la decisión es efectuar una debida asignación de responsabilidad de pago respecto de un monto total conocido e inalterable;

Que, en ese contexto, la modificación de los archivos SINAC.GTT y SINAC.CHH se dio a consecuencia de la verificación de un error material en los datos relacionados con la asignación de RPF de las centrales generadoras que debía ser corregido, y no, a razón a una de las causales de revisión de la asignación de responsabilidad de pago entre generadores contempladas en la Segunda Disposición Transitoria de la Resolución 217;

Que, dicho error material originaba que las unidades de generación tuvieran una mayor potencia disponible para el despacho, ya que no necesitarían mantener parte de ella en reserva para el servicio RPF después de la primera repotenciación. Por esta razón, la rectificación era necesaria para asegurar la correcta asignación de la capacidad de generación y el cumplimiento de las normativas vigentes;

Al respecto, debemos mencionar que, sobre la misma base legal empleado por OSINERGHMIN, para sustentar el criterio de "rectificación material" asociado a la RPF, consideramos que corresponde incluir en el modelamiento, las BESS, por tener influencia operativa en las centrales de generación, a fin de determinar la correcta asignación de la capacidad de generación, tal como lo señala el OSINERGHMIN en el último párrafo de su análisis del numeral 2.1.2 mostrado en el texto anterior.

En este sentido, se recomienda al OSINERGHMIN que se modele adecuadamente a aquellas centrales térmicas que cuentan con BESS para el servicio de la RPF, siendo estos casos, lo correspondiente a la CT Ventanilla TG3 y TG4, la CT Chilca y la CT Kallpa. Por lo indicado, estas centrales no deben ser modeladas con asignación de RPF a partir de la puesta en servicio de sus BESS, de acuerdo con el detalle siguiente:

**Archivo "SINAC.GTT"**  
**Central Ventanilla TG-3 y TG-4**  
**Caso RR**

CODIGO	NOMBRE	CENTRAL	COMBUS	POTENCIA	DISP	CONSUMO	CVNC	ANOS	ME	ANOS	MS	R	RESPRIM	
gt-4	rosa-UT15	D	SROS	CMB5N	51,2240	0,9500	12,4443	1,9972	2019	5	2050	12	0	1
gt-5	rosa-UT16	D	SROS	CMB5N	54,9795	0,9500	12,4130	1,9972	2019	12	2050	12	0	1
gt-12	CTCqvne3 c	T	VENT	CMB-10N	214,5651	0,9400	7,0352	3,3450	2019	1	2050	12	0	1
gt-12A	CTCqvne3 c	T	VENT	CMB-10N	19,4057	0,9400	7,0737	3,3450	2019	1	2050	12	0	1
gt-13	CTCqvne4 e	T	VENT	CMB-10N	216,0367	0,9400	7,0971	3,3450	2019	1	2050	12	0	1
gt-13A	CTCqvne4 e	T	VENT	CMB-10N	19,3320	0,9400	7,1239	3,3450	2019	1	2050	12	0	1

**Caso corregido**

CODIGO	NOMBRE	CENTRAL	COMBUS	POTENCIA	DISP	CONSUMO	CVNC	ANOS	ME	ANOS	MS	R	RESPRIM	
gt-4	rosa-UT15	D	SROS	CMB5N	51,2240	0,9500	12,4443	1,9972	2019	5	2050	12	0	1
gt-5	rosa-UT16	D	SROS	CMB5N	54,9795	0,9500	12,6130	1,9972	2019	12	2050	12	0	1
gt-12	CTCqvne3 a	T	VENT	CMB-10N	214,5951	0,9400	7,0352	3,3450	2019	1	2050	12	0	0
gt-12A	CTCqvne3 a	T	VENT	CMB-10N	19,4057	0,9400	7,0737	3,3450	2019	1	2050	12	0	0
gt-13	CTCqvne4 a	T	VENT	CMB-10N	216,0367	0,9400	7,0971	3,3450	2019	1	2050	12	0	0
gt-13A	CTCqvne4 a	T	VENT	CMB-10N	19,3320	0,9400	7,1238	3,3450	2019	1	2050	12	0	0

**Central Chilca (TG1, TG2, TG3 y TG4)**  
**Caso RR**

CODIGO	NOMBRE	CENTRAL	COMBUS	POTENCIA	DISP	CONSUMO	CVNC	ANOS	ME	ANOS	MS	R	RESPRIM
gt-51	Chilca-TG1	CHILCA	CMB-44N	262,3715	0,9600	6,6938	3,3450	2019	11	2023	7	1	1
gt-55	Chilca-TG2	CHILCA	CMB-44N	262,9541	0,9600	6,6938	3,3450	2019	11	2050	12	0	1
gt-56	Chilca-TG3	CHILCA	CMB-44N	289,1729	0,9600	6,6938	3,3450	2019	11	2050	12	0	1
gt-57	Chilca-TG4	CHILCA	CMB-65N	111,7895	0,9600	7,2165	3,3450	2019	9	2021	1	1	1
REPOTENCIAMIENTO		CMB-65N	114,0412	0,9600	6,9879	3,3450	2021	2	2050	12	0	0	0

**Caso corregido**

CODIGO	NOMBRE	CENTRAL	COMBUS	POTENCIA	DISP	CONSUMO	CVNC	ANOS	ME	ANOS	MS	R	RESPRIM
gt-51	Chilca-TG1	CHILCA	CMB-44N	262,3715	0,9600	6,6938	3,3450	2019	11	2023	7	1	1
REPOTENCIAMIENTO		CMB-44N	262,3715	0,9600	6,6938	3,3450	2023	8	2050	12	0	0	0
gt-55	Chilca-TG2	CHILCA	CMB-44N	262,9541	0,9600	6,6938	3,3450	2019	11	2023	7	1	1
REPOTENCIAMIENTO		CMB-44N	262,9541	0,9600	6,6938	3,3450	2021	8	2050	12	0	0	0
gt-56	Chilca-TG3	CHILCA	CMB-44N	289,1729	0,9600	6,6938	3,3450	2019	11	2023	7	1	1
REPOTENCIAMIENTO		CMB-44N	289,1729	0,9600	6,6938	3,3450	2023	8	2050	12	0	0	0
gt-57	Chilca-TG4	CHILCA	CMB-65N	111,7895	0,9600	7,2165	3,3450	2019	9	2021	1	1	1
REPOTENCIAMIENTO		CMB-65N	114,0412	0,9600	6,9879	3,3450	2021	2	2023	7	1	1	1
REPOTENCIAMIENTO		CMB-65N	114,0412	0,9600	6,9879	3,3450	2023	8	2050	12	0	0	0

**Central Kallpa**  
**Caso RR**

CODIGO	NOMBRE	CENTRAL	COMBUS	POTENCIA	DISP	CONSUMO	CVNC	ANOS	ME	ANOS	MS	R	RESPRIM
gt-53	Kallpa-TG1	KALLPA	CMB-45N	279,3369	0,9400	6,7952	3,3450	2019	7	2024	4	1	1
gt-59	Kallpa-TG2	KALLPA	CMB-45N	294,0922	0,9400	6,7952	3,3450	2019	7	2050	12	0	1
gt-60	Kallpa-TG3	KALLPA	CMB-45N	298,9073	0,9400	6,7952	3,3450	2019	7	2050	12	0	1

**Caso corregido**

CODIGO	NOMBRE	CENTRAL	COMBUS	POTENCIA	DISP	CONSUMO	CVNC	ANOS	ME	ANOS	MS	R	RESPRIM
gt-53	Kallpa-TG1	KALLPA	CMB-45N	279,3369	0,9400	6,7952	3,3450	2019	7	2024	4	1	1
REPOTENCIAMIENTO		CMB-45N	279,3369	0,9400	6,7952	3,3450	2024	5	2050	12	0	0	0
gt-59	Kallpa-TG2	KALLPA	CMB-45N	294,0922	0,9400	6,7952	3,3450	2019	7	2024	4	1	1
REPOTENCIAMIENTO		CMB-45N	294,0922	0,9400	6,7952	3,3450	2024	5	2050	12	0	0	0
gt-60	Kallpa-TG3	KALLPA	CMB-45N	298,9073	0,9400	6,7952	3,3450	2019	7	2024	4	1	1
REPOTENCIAMIENTO		CMB-45N	298,9073	0,9400	6,7952	3,3450	2024	5	2050	12	0	0	0

**2. Inclusión de nueva oferta de Generación**

Considerando lo establecido en la Segunda Disposición Transitoria de la Resolución N° 217-2013-OS/CD, en el cual se dispone que; "las solicitudes de revisión de la distribución entre los generadores de la responsabilidad de pago por las instalaciones tipo generación o generación/demanda, recibidas antes del 15 de noviembre de cada año, serán procesadas teniendo en cuenta la fecha real en que se incorpora una nueva planta de generación o se produce un cambio en la topología de la red de transmisión. (El subrayado es nuestro)

En ese sentido, y sobre la base normativa descrita en el párrafo anterior, se recomienda al OSINERGHMIN que en el proceso de cálculo para el Reparto de la Asignación de Pagos entre Generadores por el Criterio de Beneficios por las

instalaciones GD REP del periodo mayo 2024 – abril 2025, se considere la incorporación de las siguientes centrales como nueva oferta de generación:

Ítem	Central de Generación <sup>1</sup>	RES070 y modificatorias	Solicitud
1	C.T. Refinería Talara	No se considera la POC en el período de Fijación de Tarifas y Compensaciones	Considerar el 18 de abril de 2024 como Fecha POC con la producción estimada en el FITA 2024
2	C.E. San Juan de Marcona	No se considera la POC en el período de Fijación de Tarifas y Compensaciones	Considerar el 17 de marzo de 2024 como Fecha POC con la producción estimada en el FITA 2024
3	C.E. Wayra Extensión	No se considera la POC en el período de Fijación de Tarifas y Compensaciones	Considerar el 29 de junio de 2024 como Fecha POC con la producción estimada en el FITA 2024
4	C.S. Matarani	No se considera la POC en el período de Fijación de Tarifas y Compensaciones	Considerar el 11 de setiembre de 2024 como Fecha POC con la producción estimada en el FITA 2024

Fuente: Informe mensual de operación del COES

### 3. Indisponibilidades

Sobre la base normativa descrita en el primer párrafo del numeral 5.2, se recomienda al OSINERGHMIN considerar en el proceso de cálculo para el Reparto de la Asignación de Pagos entre Generadores por el Criterio de Beneficios por las instalaciones GD REP del periodo mayo 2024 – abril 2025, la indisponibilidad de la C.H. Pachachaca desde noviembre del 2023 hasta el mes de marzo 2024, conforme se desarrolló en el proceso del FITA 2024. Por ello, corresponde actualizar el archivo "CHH.grt" según el siguiente detalle:

	FACTP	Consumo	Caudal	ANOE	ME	ANOS	MS	TIPO	Canon	ResPrim
CH-0805.r1	1.4750	0.5980	6.6050	2005	1	2023	11	0	0.5051	0
CH-0805.r2	1.4750	0.0000	0.0000	2023	12	2024	2	0	0.5051	0
CH-0805.r3	1.4750	0.5980	6.6050	2024	3	2050	12	0	0.5051	0

### 4. Conclusión de Operación Comercial

Sobre la base normativa descrita en el primer párrafo del numeral 5.2, se recomienda al OSINERGHMIN considerar en el proceso de cálculo para el Reparto de la Asignación de Pagos entre Generadores por el Criterio de Beneficios por las instalaciones GD REP del periodo mayo 2024 – abril 2025, la conclusión de operación comercial de las siguientes centrales:

<b>Ítem</b>	<b>Central de Generación</b>	<b>RES070 y modificatorias</b>	<b>Solicitud</b>
1	C.H. San Ignacio	Se considera su despacho en todo el período de Fijación de Tarifas y Compensaciones	Considerar el 12 de marzo de 2024 como Fecha de conclusión de operación comercial
2	C.H. San Antonio	Se considera su despacho en todo el período de Fijación de Tarifas y Compensaciones	Considerar el 25 de mayo de 2024 como Fecha de conclusión de operación comercial

3. Carta N°: EGE 034-GC-2024 del 11 de noviembre de 2024



EGE 034-GC-2024

Lima, 11 de noviembre de 2024

Señores:  
**OSINERGHMIN**  
Avenida Jorge Chávez 154, Miraflores  
Miraflores

Atención:  
**Severo Buenalaya Cangalaya**  
Gerente de Generación y Transmisión Eléctrica

**Presente. -**

**Asunto:** Solicitud de revisión de la Distribución por Beneficios del Pago entre Generadores por los SSTGD REP fijada por OSINERGHMIN para el periodo mayo 2021 – abril 2025.

**Referencia:** 1) Segunda Disposición Transitoria de la Norma "Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión", aprobada con Resolución OSINERGHMIN N° 217-2013-OS/CD (en adelante, la "Norma Tarifas").  
2) Artículo 11° de la Resolución OSINERGHMIN N° 070-2021-OS/CD (en adelante, la "Resolución 070")

De nuestra consideración:

Nos dirigimos a ustedes en el marco del literal e) inciso VII) del artículo 139° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, para solicitar, dentro del plazo establecido en las Normas de las referencias 1) y 2), la revisión de la distribución de compensaciones por beneficios del pago entre generadores por los Sistemas Secundarios de Transmisión Generación/Demanda de REP para el periodo mayo 2021 – abril 2025, que se fijó mediante la Resolución 070.

Al respecto, dentro del plazo establecido en la Segunda Disposición Transitoria de la Norma Tarifas, se adjunta como Anexo las modificaciones de las fechas de ingreso y retiros de centrales de generación e instalaciones de transmisión que hemos identificado para que su Despacho pueda realizar la revisión de la asignación de responsabilidad de pago de compensaciones del referido Sistema Secundario y pueda hacer el cálculo adecuado para el periodo mayo 2024 – abril 2025. Asimismo, adjuntamos los archivos de datos en formato PERSEO y simulaciones efectuados para su consideración y fines del caso, el cual considero la versión GAMS 33, conforme a las fijaciones establecidas por su entidad para las asignaciones de mayo 2021 – abril 2025.

Sin otro particular, quedamos de ustedes.

Atentamente,

Firmante: RICARDO FAVIO  
CISNEROS CUTIPA  
Fecha: 11/11/2024 10:53

**Ricardo Cisneros Cutipa**  
Gerente Comercial



ANEXO

**CAMBIOS QUE DEBE CONSIDERAR OSINERGHMIN EN LA REVISIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN  
POR BENEFICIOS DEL PAGO ENTRE GENERADORES POR EL SSTGD REP PARA EL PERIODO  
MAYO 2024 – ABRIL 2025**

Con fecha 15 de abril de 2021, fue publicada en el Diario Oficial “El Peruano” la Resolución N° 070, mediante la cual se “Fija los Peajes y Compensaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST) y Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT) para el periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2021 y 30 de abril de 2025”. Entre otros aspectos, a través de la Resolución 070, se establecieron las compensaciones de los SST y/o SCT cuya responsabilidad de pago están asignadas, total o parcialmente, a la generación.

Al respecto, mediante el artículo 11° de la Resolución 070 se estableció que el Organismo Supervisión de la Inversión en Energía y Minería (en adelante, el “OSINERGHMIN”) podrá realizar la revisión anual de la distribución de pago entre los generadores por los SST y SCT asignados a la generación, cuya distribución de pago se realice mediante el criterio de beneficio económico. Asimismo, de acuerdo con lo determinado en la Resolución 070, la revisión de la asignación de pago debe ser solicitada de parte por los interesados debiendo presentarse las solicitudes de revisión antes del 15 de noviembre de cada año.

Es importante tomar en consideración que, según lo descrito en la Segunda Disposición Transitoria de la Norma Tarifas, las solicitudes de revisión de la distribución de la responsabilidad de pago asignada a los generadores por las instalaciones tipo generación o generación/demanda, se presentarán a partir de (i) la incorporación de una nueva planta de generación o (ii) cuando se produzca un cambio en la topología de la red de transmisión, que amerite dicha revisión.

En este sentido, de acuerdo con lo establecido en el marco normativo anterior y dentro del plazo legalmente fijado, cumplimos con solicitar a su Despacho que se realice la revisión y ajuste de la asignación de la compensación del SSTGD REP para el periodo mayo 2024 – abril 2025, tomando en consideración los siguientes argumentos de hecho y derecho que pasamos a desarrollar.

**A) Centrales modeladas en PERSEO que se deben postergar o retirar de Operación Comercial.**

**1. Retirar la puesta en operación comercial la Central Térmica de Atocongo.**

Como es de conocimiento de su Despacho, mediante el recurso de reconsideración presentado contra la Resolución N° 054-2024-OS/CD, resolución que modifica la asignación de responsabilidad de compensación mensual del SST REP determinada a través de la Resolución 070, la empresa Unión Andina de Cementos S.A.A. (UNACEM) informó al OSINERGHMIN que la Central Térmica Atocongo es un proyecto que venía siendo gestionado bajo la titularidad de la Compañía Eléctrica El Platanal S.A. (CELEPSA). No obstante, mediante Carta CEL-01193-2023 de fecha 8 de mayo 2023, CELEPSA comunicó al Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (en adelante, el



“COES”) su decisión de desestimar la ejecución del referido proyecto, indicando expresamente que éste no entraría en operación comercial.

Por tanto, teniendo en cuenta lo anterior, corresponde ahora que OSINERGHMIN considere y efectúe el retiro y/o eliminación de operación comercial de la Central Térmica Atocongo del modelo PERSEO, a efectos de recalculer y/o calcular correctamente la asignación de responsabilidad de compensación del SST REP para el periodo de mayo 2024 – abril 2025.

Archivo SINAC.GTT

Dice:

COE/COE	NOMBRE	CENTRAL	COE/COE	FECHA INICIO	FECHA FIN	COE/COE														
01-191	OT Atocongo	OT Atocongo	01-191	01-191	01-191	01-191	01-191	01-191	01-191	01-191	01-191	01-191	01-191	01-191	01-191	01-191	01-191	01-191	01-191	01-191

Actualizado:

COE/COE	NOMBRE	CENTRAL	COE/COE	FECHA INICIO	FECHA FIN	COE/COE														
01-191	OT Atocongo	OT Atocongo	01-191	01-191	01-191	01-191	01-191	01-191	01-191	01-191	01-191	01-191	01-191	01-191	01-191	01-191	01-191	01-191	01-191	01-191

2. Postergar el ingreso de Operación Comercial de la Central Hidráulica Santa Lorenza.

En el cálculo del modelo PERSEO para la asignación de la responsabilidad de pago del SST REP, la Central Hidráulica Santa Lorenza ingresa en operación comercial en el mes de setiembre 2023. Sin embargo, la referida central actualmente no está en operación comercial y de acuerdo con el informe de supervisión de contratos de proyectos de generación y transmisión de energía eléctrica, publicado por OSINERGHMIN, correspondiente al mes de julio 2024, dicha central tiene un avance de 60% y se encuentra en evaluación por parte del Ministerio de Energía y Minas (en adelante, el “MINEM”). Asimismo, se indica como fecha probable de puesta de operación comercial el mes de enero 2026.

Por tanto, corresponde que OSINERGHMIN considere **ajustar la entrada en operación comercial de la referida central para el mes de enero 2026**, a efectos de recalculer y/o calcular adecuadamente la asignación de responsabilidad de compensación del SST REP para el periodo de mayo 2024 – abril 2025.

Archivo SINAC.FZD

Dice:

PERIODO	CENTRAL	COE/COE																		
2023	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2024	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2025	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2026	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2027	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2028	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2029	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2030	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2031	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2032	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2033	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2034	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2035	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2036	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2037	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2038	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2039	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2040	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000



**Actualizado:**

PERSEO - BARRA COENDEZA

Año	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
2020	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2021	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2022	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2023	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2024	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2025	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

**3. Retirar la puesta en operación comercial la Central Hidráulica Ayanunga.**

En el cálculo del modelo PERSEO para la asignación de la responsabilidad de pago del SST REP, la Central Hidráulica Ayanunga está considerada en operación comercial desde el mes de julio 2023. Sin embargo, la referida central actualmente no está en operación comercial, asimismo, el informe de supervisión Osinergrmin de julio 2024, el Plan de Operación de Mediano Plazo de COES, ni la Fijación de Tarifas en Barra vigente indican información alguna sobre el estado de avances de obras ni una posible fecha de puesta en operación comercial.

Por tanto, corresponde que OSINERGMIN considere el retiro y/o la eliminación del plan de obras y/o de la operación comercial de la referida central del modelo PERSEO, a efectos de recalculer y/o calcular adecuadamente la asignación de responsabilidad de compensación del SST REP para el periodo de mayo 2024 – abril 2025.

Archivo SINAC.FZD

Dice:

PERSEO - BARRA COENDEZA

Año	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
2020	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2021	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2022	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2023	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2024	1.9573	1.6151	1.7611	2.4942	0.3932	1.5092	2.4000	1.9226	1.5074	2.0273	2.4966
2025	1.9573	1.6151	1.7611	2.4942	0.3932	1.5092	2.4000	1.9226	1.5074	2.0273	2.4966

**Actualizado:**

PERSEO - BARRA COENDEZA

Año	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
2020	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2021	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2022	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2023	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2024	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2025	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000



2020	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2021	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2022	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2023	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2024	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2025	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
BLANQUEO												
2020	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2021	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2022	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2023	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2024	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2025	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2026	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2027	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

**4. Retirar la puesta en operación comercial de la Central Hidráulica Tulumayo IV**

En el cálculo del modelo PERSEO para la asignación de la responsabilidad de pago del SST REP, la Central Hidráulica Tulumayo IV está considerada en operación comercial desde el mes de marzo 2024. Sin embargo, la referida central actualmente no está en operación comercial y de acuerdo con el informe de supervisión de contratos de proyectos de generación y transmisión de energía eléctrica, publicado por OSINERGMIN, del mes de julio 2024, no existe avance registrado para dicho proyecto (0%). Asimismo, se indica que la obra se encuentra paralizada y está en evaluación por parte del MINEM.

Por tanto, corresponde que OSINERGMIN considere **el retiro y/o la eliminación de la operación comercial de la referida central hidráulica del modelo PERSEO**, a efectos de recalcular y/o calcular correctamente la asignación de responsabilidad de compensación del SST REP para el periodo de mayo 2024 – abril 2025.

Archivo SINAC.CHH

Dice:

CODIGO	NOMBRE	EMPRESA	CUENTA	SABER	FECHA	CONSUMO	CAUDAL	ANOS	ME	ANOS	ME	RESERVA
CH-1103	Tulumayo IV	EBERFUNE	CH-1103	CH-1103	202403	0.0000	24.0000	2024	3	2025	1	0.0000

Actualizado:

CODIGO	NOMBRE	EMPRESA	CUENTA	SABER	FECHA	CONSUMO	CAUDAL	ANOS	ME	ANOS	ME	RESERVA
CH-1103	Tulumayo IV	EBERFUNE	CH-1103	CH-1103	202403	0.0000	24.0000	2025	1	2025	1	0.0000

**5. Retirar la puesta en operación comercial de la Central Hidráulica Tulumayo V**

En el cálculo del modelo PERSEO para la asignación de la responsabilidad de pago del SST REP, la Central Hidráulica Tulumayo V es considerada en operación comercial desde el mes de agosto 2026. Sin embargo, de acuerdo con el informe de supervisión de contratos de proyectos de generación y transmisión de energía eléctrica publicado por OSINERGMIN, correspondiente al mes de julio 2024, las obras del referido proyecto tienen un avance de 0%, encontrándose paralizadas sus obras y está en evaluación por parte del MINEM.

Por tanto, corresponde que OSINERGMIN considere **el retiro y/o la eliminación de la operación comercial de la referida central**, a efectos de recalcular y/o calcular correctamente la asignación de responsabilidad de compensación del SST REP para el periodo de mayo 2024 – abril 2025.

Archivo SINAC.CHH

Dice:

CODIGO	NOMBRE	EMPRESA	CUENTA	SABER	FECHA	CONSUMO	CAUDAL	ANOS	ME	ANOS	ME	RESERVA
CH-1105	Tulumayo V	EBERFUNE	CH-1105	CH-1105	202608	0.0000	28.0000	2026	8	2026	1	0.0000

Actualizado:

CODIGO	NOMBRE	EMPRESA	CUENTA	SABER	FECHA	CONSUMO	CAUDAL	ANOS	ME	ANOS	ME	RESERVA
CH-1105	Tulumayo V	EBERFUNE	CH-1105	CH-1105	202608	0.0000	28.0000	2025	1	2025	1	0.0000



**6. Retirar la operación comercial de la Central Hidráulica Zaña.**

La central hidroeléctrica Zaña está considerada en el cálculo del modelo PERSEO en todo el periodo de simulación. Sin embargo, con documento COES/D/DP-1176-2021, se dio por concluida su operación comercial desde el 7 de agosto de 2021.

Por tanto, corresponde que OSINERGHMIN considere el **retiro y/o la eliminación de la operación comercial de la referida central**, a efectos de recalcular y/o calcular correctamente la asignación de responsabilidad de compensación del SST REP para el periodo de mayo 2024 – abril 2025.

Archivo SINAC.FZD

Dice:

REG31 del Zaña

Año	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
2020	0.2362	0.3258	1.9748	1.9813	2.1013	1.6727	1.2653	0.2534	0.2493	0.2823	1.1046	1.3550
2021	0.2362	0.3258	1.9748	1.9813	2.1013	1.6727	1.2653	0.2534	0.2493	0.2823	1.1046	1.3550
2022	0.2362	0.3258	1.9748	1.9813	2.1013	1.6727	1.2653	0.2534	0.2493	0.2823	1.1046	1.3550
2023	0.2362	0.3258	1.9748	1.9813	2.1013	1.6727	1.2653	0.2534	0.2493	0.2823	1.1046	1.3550
2024	0.2362	0.3258	1.9748	1.9813	2.1013	1.6727	1.2653	0.2534	0.2493	0.2823	1.1046	1.3550
2025	0.2362	0.3258	1.9748	1.9813	2.1013	1.6727	1.2653	0.2534	0.2493	0.2823	1.1046	1.3550

Actualizado:

REG31 del Zaña

Año	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
2020	0.2362	0.3258	1.9748	1.9813	2.1013	1.6727	1.2653	0.2534	0.2493	0.2823	1.1046	1.3550
2021	0.2362	0.3258	1.9748	1.9813	2.1013	1.6727	1.2653	0.2534	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2022	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2023	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2024	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2025	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

**7. Retirar la operación comercial de la Central Hidráulica Aricota II.**

La central está considerada en el cálculo del modelo PERSEO en todo el periodo de simulación. Sin embargo, con documento COES/D-459-2023, se dió por concluida su operación comercial desde el 24 de mayo de 2023.

Por tanto, corresponde que OSINERGHMIN considere el **retiro y/o la eliminación de la operación comercial de la referida central**, a efectos de recalcular y/o calcular correctamente la asignación de responsabilidad de compensación del SST REP para el periodo de mayo 2024 – abril 2025.



Archivo SINAC.CHH

Dice:

CODIGO	NOMBRE	EMPRESA	CUENCA	SARSA	FACTOR	CONSUMO	CAUDAL	ANOS	ME	ANOS	ME	E	O	CONDICION	RESERVA
CR-2102	Antioquia II	PERSEO	CR-2102	272-03	2.6686	0.2388	4.3802	2021	1	2023	5	0	0	0.5051	1

Actualizado:

CODIGO	NOMBRE	EMPRESA	CUENCA	SARSA	FACTOR	CONSUMO	CAUDAL	ANOS	ME	ANOS	ME	E	O	CONDICION	RESERVA
CR-2102	Antioquia II	PERSEO	CR-2102	272-03	2.6686	0.2388	4.3802	2021	1	2023	5	0	0	0.5051	1

8. Retirar la operación comercial de la Central Hidráulica San Ignacio.

La central San Ignacio está considerada en el cálculo del modelo PERSEO en todo el periodo de simulación. Sin embargo, con documento COES/D-222-2024, se dió por concluida su operación comercial desde el 11 de marzo de 2024.

Por tanto, corresponde que OSINERGHMIN considere el **retiro y/o la eliminación de la operación comercial de la referida central**, a efectos de recalcular y/o calcular correctamente la asignación de responsabilidad de compensación del SST REP para el periodo de mayo 2024 – abril 2025.

Archivo SINAC.CHH

Dice:

CODIGO	NOMBRE	EMPRESA	CUENCA	SARSA	FACTOR	CONSUMO	CAUDAL	ANOS	ME	ANOS	ME	E	O	CONDICION	RESERVA
CR-2634	San Ignacio	PERSEO	CR-2634	818-03	0.1294	0.0266	2.5173	2027	3	2025	1	0	0	0.5051	0

Actualizado:

CODIGO	NOMBRE	EMPRESA	CUENCA	SARSA	FACTOR	CONSUMO	CAUDAL	ANOS	ME	ANOS	ME	E	O	CONDICION	RESERVA
CR-2634	San Ignacio	PERSEO	CR-2634	818-03	0.1294	0.0266	2.5173	2027	3	2024	2	0	0	0.5051	0

9. Retirar la puesta en operación comercial de la Central Hidráulica San Antonio.

La central está considerada en el cálculo del modelo PERSEO en todo el periodo de simulación. Sin embargo, con documento COES/D-479-2024, se dió por concluida su operación comercial desde el 25 de mayo de 2024.

Por tanto, corresponde que OSINERGHMIN considere el **retiro y/o la eliminación de la operación comercial de la referida central**, a efectos de recalcular y/o calcular correctamente la asignación de responsabilidad de compensación del SST REP para el periodo de mayo 2024 – abril 2025.

Archivo SINAC.CHH

Dice:

CODIGO	NOMBRE	EMPRESA	CUENCA	SARSA	FACTOR	CONSUMO	CAUDAL	ANOS	ME	ANOS	ME	E	O	CONDICION	RESERVA
CR-2603	San Antonio	PERSEO	CR-2603	818-03	0.2333	0.0506	2.0776	2027	4	2024	1	0	0	0.5051	0

Actualizado:

CODIGO	NOMBRE	EMPRESA	CUENCA	SARSA	FACTOR	CONSUMO	CAUDAL	ANOS	ME	ANOS	ME	E	O	CONDICION	RESERVA
CR-2603	San Antonio	PERSEO	CR-2603	818-03	0.2333	0.0506	2.0776	2027	4	2024	5	0	0	0.5051	0



**10. Actualizar la operación comercial de la Central Térmica de Tumbes.**

La central térmica Tumbes está considerada en el cálculo del modelo PERSEO en todo el periodo de simulación. Sin embargo, con documento COES/D/DP-920-2021, se dió por concluida su operación comercial desde el 16 de julio de 2021. Posteriormente, con carta COES/D/DP-1054-2023 se dió el reingreso a la operación comercial desde el 4 de octubre de 2023.

Por tanto, corresponde que OSINERGMIN considere el **retiro y reingreso de la operación comercial de la referida central**, a efectos de recalcular y/o calcular correctamente la asignación de responsabilidad de compensación del SST REP para el periodo de mayo 2024 – abril 2025.

Archivo SINAC.GTT

Dice:

COE/D	NOMBRE	OPERACION	COMIENZO	FINANCIA	SST REP	COMIENZO	FIN	RES. M.				
GL-24	TUMBE	OT-2021	08-20	16.4656	0.9700	0.1961	8.2670	2021	8	2021	12	1
	REPOENCIAMIENTO	OT-2023	08-20	16.4656	0.9700	0.1961	8.2670	2021	8	2021	12	1

Actualizado:

COE/D	NOMBRE	OPERACION	COMIENZO	FINANCIA	SST REP	COMIENZO	FIN	RES. M.				
GL-24	TUMBE	OT-2021	08-20	16.4656	0.9700	0.1961	8.2670	2021	8	2021	12	1
	REPOENCIAMIENTO	OT-2023	08-20	16.4656	0.9700	0.1961	8.2670	2021	8	2023	9	1
	REPOENCIAMIENTO	OT-2023	08-20	16.4656	0.9700	0.1961	8.2670	2023	10	2024	12	1

**11. Actualizar la operación comercial de la Central Hidráulica Pachachaca.**

La central está considerada en el cálculo del modelo PERSEO en todo el periodo de simulación. Sin embargo, con documento COES/D-1216-2023, se dió por concluida su operación comercial desde el 30 de noviembre de 2023. Posteriormente, con carta COES/D/DP-233-2024 se dió el reingreso a la operación comercial desde el 14 de marzo de 2024.

Por tanto, corresponde que OSINERGMIN considere el **retiro y reingreso de la operación comercial de la referida central**, a efectos de recalcular y/o calcular correctamente la asignación de responsabilidad de compensación del SST REP para el periodo de mayo 2024 – abril 2025.

Archivo SINAC.CHH

Dice:

COE/D	NOMBRE	OPERACION	COMIENZO	FINANCIA	SST REP	COMIENZO	FIN	RES. M.				
CB-2023	Pachachaca	OT-2023	08-20	1.4751	0.5981	6.6050	2024	3	2024	12	2	0.5051

Actualizado:

COE/D	NOMBRE	OPERACION	COMIENZO	FINANCIA	SST REP	COMIENZO	FIN	RES. M.				
CB-2023	Pachachaca	OT-2023	08-20	1.4751	0.5981	6.6050	2024	3	2024	12	2	0.5051
	REPOENCIAMIENTO	OT-2024	08-20	1.4751	0.5981	6.6050	2024	3	2024	12	2	0.5051

**12. Actualizar la puesta en operación comercial de la Central Hidráulica Centauro I-III.**

La central está considerada en el cálculo del modelo PERSEO mediante dos etapas: i) 4.95 MW desde setiembre de 2021 y ii) repotenciación a 9.9 MW desde marzo de 2022. Sin embargo, dicha central no está en operación comercial a la fecha.

De acuerdo con el programa de obras de generación del Programa de Mediano Plazo de Operación (en adelante, el "PMPO") publicado por el COES en el mes de setiembre de 2024 (COES/D/DO/SPR-



IPMPO-009-2024), la Central Centauro – Etapa I (12.5 MW), de titularidad de la empresa Corporación Minera del Perú S.A., ingresaría en operación comercial en el mes de **octubre 2024** y la Etapa II (12.5 MW) en abril de 2027. Por lo tanto, la Etapa II estaría fuera del periodo de simulación.



SUBDIRECCIÓN DE PROGRAMACIÓN  
PROGRAMA DE MEDIANO PLAZO DE LA OPERACIÓN  
COES/D/DO/SPR-IPMPO-009-2024

Cuadro N° 2  
Programa de obras de generación

FECHA	PROYECTO	MW
Oct-24	CH Centauro - Etapa I - CORPORACION MINERA DEL PERU S.A. - CORMIPESA	12.5
Nov-24	CS Matarani - GR CORTARRAMA S.A.C.	80.0
Ago-25	CH San Gabán III - HYDRO GLOBAL PERU S.A.C.	209.3

Fig. 1: Programa de Obras de Generación PMPO Setiembre 2024 - Agosto 2025

Por tanto, corresponde que OSINERGHMIN considere la **operación comercial de la Central Hidráulica Centauro – Etapa I en el modelo PERSEO para el mes de octubre 2024**, a efectos de recalcular y/o calcular adecuadamente la asignación de responsabilidad de compensación del SST REP para el periodo de mayo 2024 – abril 2025.

Archivo SINAC.CHH

Dice:

CODIGO	NOMBRE	EMPRESA	CENTRA	BARBA	FACTOR	CONSEJO	CAUDAL	REPO	MS	RE	COND	RESPON
CH-1602	Centauro	CORPORACION MINERA DEL PERU S.A.	CH-1602	12500	1.2375	0.0000	4.0000	2021	3	1	0	0.0001
CH-1602	Centauro	CORPORACION MINERA DEL PERU S.A.	CH-1602	12500	1.2375	0.0000	4.0000	2022	3	1	0	0.0001

Actualizado:

CODIGO	NOMBRE	EMPRESA	CENTRA	BARBA	FACTOR	CONSEJO	CAUDAL	REPO	MS	RE	COND	RESPON	
CH-1602	Centauro	CORPORACION MINERA DEL PERU S.A.	CH-1602	12500	1.5625	0.0000	8.0000	2024	10	2027	3	1	0.0001
CH-1602	Centauro	CORPORACION MINERA DEL PERU S.A.	CH-1602	12500	1.5625	0.0000	8.0000	2027	4	2030	10	0.0001	

**Comentarios adicionales**

Respecto a las centrales que han sido consideradas en el modelo PERSEO y que sin embargo, no han entrado en operación, ni entrarán hasta fines del periodo de simulación (diciembre 2025), como son los casos mencionados en los puntos 1, 2, 3, 4 y 5, debemos mencionar que **no se le debería aplicar la nota al pie del Cuadro 10.4** "Distribución de la Compensación Mensual Asignadas a la Generación del SST GD REP" de la Resolución Osinerghmin N° 070-2021-OS/CD, la cual señala: "En cada año tarifario, en caso se asignen pagos a Centrales de Generación que no entren en operación comercial, dicha responsabilidad será asumida y distribuida proporcionalmente entre el resto de las generadoras.". Nuestro sustento, se basa en lo siguiente:

- Dicha nota prevé aquellos casos en los cuales las simulaciones resulten asignando pagos a centrales que se preveía entren en operación comercial durante un año tarifario, pero que, en la realidad su entrada se atrasó para años tarifarios siguientes que estan dentro del periodo de simulación; por lo tanto, no le correspondería asumir pagos para el año tarifario que no



estuvo en operación y estos deben ser prorrateados entre las centrales que si estan en operación. Es decir, esta nota es aplicable aquellas nuevas centrales que aún se prevén entraran en operación comercial durante el periodo de simulación y deban por tanto mantenerse en las simulaciones.

Sin embargo, el considerando antes mencionado no debe ser aplicado para los casos de centrales que se prevean que definitivamente no van a entrar en operación comercial durante todo el periodo de simulación, como son los casos que mencionamos en los puntos 1, 2, 3, 4 y 5, en los cuales no existe posibilidad alguna que entren en operación comercial para los siguientes meses remanentes que quedan a la fecha. Para corregir este caso, se puede establecer como fecha de inicio de operación de dichas centrales a un mes posterior al periodo de simulación.

Este mismo criterio y bajo los mismos considerandos ha sido así considerado por OSINERGHMIN para el caso de la CH Hydrika 6, tal y como puede observarse en el Informe N°147-2021-GRT, el cual señala lo siguiente:

Osinerghmin Informe N° 147-2021-GRT

**2.1 Análisis de las Modificaciones Solicitadas**

Item	Empresa Solicitante	Central de Generación o Instalación de Transmisión	Res. OS y modificatorias	Solicitud	Análisis	Conclusión
7	ENOE	CH Hydrika 6	POC Enero 2021	Exclusión	De acuerdo con la información presentada en Osinerghmin en el Convenio de Prácticas de Comercialización y Transmisión (COPAT) en combinación actualizada a diciembre de 2022 el proyecto está en trámite y con los datos suministrados por CH 6.	Aceptado

- La nota también es aplicable para aquellos proyectos de centrales que se previeron entrar en operación comercial pero que en la realidad no se logran concretar, y que finalmente al 15 de noviembre de cada año ningún interesado solicite su revisión para que sean excluidas; por tanto, en cumplimiento de lo establecido en la Segunda Disposición Transitoria de la Resolución N°217-2013-OS/CD con la cual se aprobó la Norma Tarifas, y la Resolución 070, el OSINERGHMIN no estaría habilitado para retirarlas de oficio de la simulación. Esta falta de facultad por parte de OSINERGHMIN es posible constatarse mediante lo señalado en la Resolución OSINERGHMIN N°105-2024-OS/CD, en respuesta a la solicitud de EGEJUNIN de retirar a la CH Tulumayo IV de los cálculos a sabiendas que dicha central no estaría operativa en el periodo de simulación, pero que sin embargo la solicitud fuera presentada después del 15 de noviembre de 2023, extractos que mostramos a continuación.

Que, para las empresas que solicitan en forma posterior al 15 de noviembre de 2023, su solicitud de revisión, Osinerghmin aplica lo dispuesto en el artículo 142 del Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado con Decreto Supremo N° 004-2019-JUS ("TUO de la LPAG"), en el cual, se dispone que, los plazos se entienden como máximos y obligan por igual a la administración y a los administrados. Así, de acuerdo a los artículos 147 y 151 del TUO de la LPAG, el plazo otorgado, es perentorio e improrrogable, considerándose que su derecho decae por la extemporaneidad;



Que, en consecuencia, de conformidad con el marco normativo, la presentación de las solicitudes para la revisión de la responsabilidad de pago con el planteamiento de las causales que lo justifiquen, tiene una fecha establecida, por lo que cualquier presentación posterior como la formulada por la recurrente resulta improcedente por extemporánea;

Al respecto, este no sería el caso debido a que mediante la presente solicitud se solicita excluir de las simulaciones a los proyectos de centrales mencionados en los numerales 1, 2, 3, 4 y 5.

- Incluir la operación de proyectos de centrales durante el periodo de simulación, tienen como efecto la modificación de todos los despachos económicos del resto de centrales y todos los Costos Marginales de barras; por tanto, alteran los ingresos económicos previstos de todas las centrales en general, los cuales son tomados en cuenta para el cálculo de las compensaciones de instalaciones de transmisión que tienen asignado el criterio de beneficio económico. De esta manera, no sería técnicamente correcto alterar las compensaciones de todas las centrales por la inclusión de proyectos de centrales que en la realidad no entran en operación durante todo el periodo de simulación, para luego sólo eliminar, por fuera de la simulación, la asignación de pago de dichos proyectos de centrales y dejando distorsionados los cálculos de simulaciones con la determinación de los beneficios económicos del resto de centrales.

Respecto al retiro de la operación comercial de centrales en el modelamiento en PERSEO, las cuales estuvieron inicialmente en operación, mencionados en los numerales 6, 7, 8 y 9, debemos mencionar que, bajo dichas mismas condiciones fue así considerado el retiro de la C.T. Ilo 2, tal y como se puede encontrar su sustento en el Informe N° 146-2023-GRT, el cual señala lo siguiente:

Osinergmin Informe N° 146-2023-GRT

**2.1 Análisis de las Modificaciones Solicitadas**

Item	Empresa Solicitante	Central de Generación o Instalación de Transmisión	Res 070 y modificatorias	Solicitud	Análisis	Conclusión
3	ENGIE	CT Ilo 2	Previsto Retiro de Operación Comercial Diciembre 2024	Asignar Responsabilidad de Pago SST asociada	De acuerdo con la información proporcionada por OSIS a Osinergmin con Carta COES/OSIS-1294-2020, se informó la Conclusión de la Operación Comercial de la CT Ilo 2 a las 24 horas del 21 de diciembre de 2022.	Aceptada

Respecto al modelamiento en PERSEO con salida y reincorporación en operación comercial de centrales de generación, en el presente caso lo mencionado en los numerales 10 y 11, debemos mencionar que, bajo las mismas condiciones, ya ha sido así considerada la C.H. Quitaraca en el modelamiento en PERSEO, cuyo sustento se puede encontrar en la página 33 del Informe N°213-2024-GRT, el cual señala lo siguiente:



**Análisis de Osinerghmin**

Respecto a la CH Quitarasca, mediante Carta D-515-2023 del COES se ha verificado que esta central tuvo una conclusión de operación comercial el 15 de junio de 2023. Asimismo, mediante las cartas D-1253-2023 y COES/D/DP-242-2024 del COES se ha verificado que los grupos G2 y G1 han reanudado su operación comercial el 17 de diciembre de 2023 y el 17 de marzo de 2024, respectivamente. Por lo tanto, debido a que la indisponibilidad se sustenta en variaciones en la fecha de POC aprobadas por el COES, lo cual se contempla como causal de revisión en la segunda disposición transitoria de la Resolución N° 217-2013-OS/CD que aprobó la Norma Tarifas, y teniendo cuenta que la sugerencia remitida por Electroperú es materia de la solicitud inicial de revisión de responsabilidad de pago presentada por ENGIE antes del 15 de noviembre de 2023, corresponde considerar la conclusión y reintegro de Operación Comercial de la CH Quitarasca en el modelo PERSEO.

Respecto al modelamiento en PERSEO de modificar la fecha estimada de inicio de operación comercial señalada en el numeral 12, debemos mencionar que un caso similar fue aprobado por OSINERGHMIN para la CE Duna y CE Huambos en la cual se cambió a una fecha prevista considerando la mejor información disponible, tal y como se muestra en el Informe N°14-2021-GRT, el cual señala lo siguiente:

**2.1 Análisis de las Modificaciones Solicitadas**

Item	Empresa Solicitante	Central de Generación o Instalación de Transmisión	Res 061 y modificatorias	Solicitud	Análisis	Conclusión
3	ENGIE	CE Duna y CE Huambos	POC Enero 2019	POC 31.12.2020	De acuerdo con la información proporcionada por el OSO del Osinerghmin la operación comercial de las C.E. Huambos y Duna está aun pendiente debido a la falta de completar la instalación total de ambos proyectos. Se sugiere cancelar el POC desde marzo de 2021 de forma preliminar.	Aprobar

**B) Centrales No modeladas en PERSEO y que entraron en Operación Comercial.**

**13. Considerar la puesta en operación comercial de la Central Eólica San Juan de Marcona.**

La Central Eólica San Juan (129.8 MW) no se encuentra considerada en las simulaciones del modelo PERSEO, sin embargo, conforme al documento COES/D/DP-316-2024 dicha central entró en operación comercial el día **18 de abril 2024**.

Por tanto, corresponde que OSINERGHMIN considere la **puesta en operación comercial de la Central Eólica San Juan de Marcona en el modelo PERSEO y operación el mes de mayo 2024**, a efectos de recalcular y/o calcular correctamente la asignación de responsabilidad de compensación del SST REP para el periodo de mayo 2024 – abril 2025. Para dicho fin, se propone incluir la energía por bloques de demanda que están consideradas en la Fijación de Tarifas en Barra vigente (Resolución OSINERGHMIN N°051-2024-OS/CD).

Archivo SINAC.FZD

Debe incluirse:

PER 67 - SAN JUAN												
SICOM-29												
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
2020	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2021	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2022	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000



2023	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2024	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	10.6885	9.9798	11.3122	11.9281	10.7587	12.4108	9.4626	8.4730		
2025	9.1189	9.3636	12.2200	11.7481	10.6885	9.9798	11.3122	11.9281	10.7587	12.4108	9.4626	8.4730			
<b>BLOQUE2</b>															
2020	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2021	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2022	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2023	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2024	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	25.3234	24.7985	29.5037	29.0127	25.9727	31.4184	25.7298	21.7391			
2025	23.4522	23.6658	30.0093	28.8318	25.3234	24.7985	29.5037	29.0127	25.9727	31.4184	25.7298	21.7391			
<b>BLOQUE3</b>															
2020	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2021	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2022	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2023	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2024	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	21.2091	19.2221	21.8670	22.1574	19.7741	22.9760	16.3404	15.2379			
2025	16.2534	17.4586	22.1802	23.5024	21.2091	19.2221	21.8670	22.1574	19.7741	22.9760	16.3404	15.2379			

**14. Considerar la puesta en operación comercial de la Central Solar Matarani.**

La central (80 MW) no está siendo considerada en las simulaciones del PERSEO; sin embargo, con documento COES/D/DP-853-2024 se dio por inicio su operación comercial desde el 11 de setiembre de 2024.

Por tanto, corresponde que OSINERGMIN considere la **operación comercial de la referida central en el modelo PERSEO desde el mes de setiembre 2024**, a efectos de recalcular y/o calcular correctamente la asignación de responsabilidad de compensación del SST REP para el periodo de mayo 2024 – abril 2025.

Para dicho fin, se propone incluir la energía por bloques de demanda que están consideradas en la Fijación de Tarifas en Barra vigente (Resolución OSINERGMIN N°051-2024-OS/CD).

Archivo SINAC.FZD

Debe incluirse:

<b>PER49-CS Matarani</b>												
<b>PER-33</b>												
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
<b>BLOQUE1</b>												
2020	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2021	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2022	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2023	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2024	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0074
2025	0.0188	0.0989	0.0085	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0074
<b>BLOQUE2</b>												
2020	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2021	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2022	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2023	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2024	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	17.8585	18.3807	18.6444
2025	17.4400	12.4696	13.4900	16.3197	14.2464	14.3752	15.2481	17.0101	17.8585	18.3807	18.6444	19.2509
<b>BLOQUE3</b>												
2020	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2021	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2022	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2023	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2024	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	2.3354	2.8619	3.2942
2025	2.3793	1.4675	1.6206	1.5445	1.2558	1.2222	1.1872	1.6397	2.3354	2.8619	3.2942	2.8970

**15. Considerar la puesta en operación comercial de la Central Térmica Refinería Talara.**

La central (100.87 MW) no está siendo considerada en las simulaciones del PERSEO; sin embargo, con documento COES/D/DP-343-2024 se dio por iniciada su operación comercial desde el 19 de abril de 2024.

Por tanto, corresponde que OSINERGMIN considere la **operación comercial de la referida central en el modelo PERSEO desde mayo 2024**, a efectos de recalcular y/o calcular correctamente la



asignación de responsabilidad de compensación del SST REP para el periodo de mayo 2024 – abril 2025.

Para dicho fin, se propone incluir la energía por bloques de demanda que están consideradas en la Fijación de Tarifas en Barra vigente (Resolución OSINERGHMIN N°051-2024-OS/CD).

Archivo SINAC.FZD

Debe incluirse:

RR-68 COGENERACION REFINERIA TALARA												
SINAC-51												
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
<b>RESQUR1</b>												
2020	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2021	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2022	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2023	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2024	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.6955	0.6888	0.6420	0.6955	0.6955	0.6955	0.6888	0.6420
2025	0.6587	0.6420	0.7222	0.6152	0.6955	0.6888	0.6420	0.6955	0.6955	0.6955	0.6888	0.6420
<b>RESQUR2</b>												
2020	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2021	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2022	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2023	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2024	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	1.7922	1.7387	1.8457	1.7922	1.7120	1.7922	1.7387	1.8457
2025	1.8190	1.6050	1.7655	1.7923	1.7922	1.7387	1.8457	1.7922	1.7120	1.7922	1.7387	1.8457
<b>RESQUR3</b>												
2020	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2021	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2022	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2023	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2024	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	1.4927	1.4445	1.4927	1.4927	1.4445	1.4927	1.4445	1.4927
2025	1.4927	1.3482	1.4927	1.4445	1.4927	1.4445	1.4927	1.4927	1.4445	1.4927	1.4445	1.4927

**16. Considerar la puesta en operación comercial de la Central Eólica Wayra Extensión.**

La central (177 MW) no está siendo considerada en las simulaciones del PERSEO; sin embargo, con documento COES/D/DP-625-2024 se dio por iniciada su operación comercial desde el 29 de junio de 2024.

Por tanto, corresponde que OSINERGHMIN considere la **operación comercial de la referida central en el modelo PERSEO desde el mes de julio 2024**, a efectos de recalcular y/o calcular correctamente la asignación de responsabilidad de compensación del SST REP para el periodo de mayo 2024 – abril 2025.

Para dicho fin, se propone incluirla como energía agregada a la Central Eólica Wayra I considerando la energía por bloques de demanda que están consideradas en la Fijación de Tarifas en Barra vigente (Resolución OSINERGHMIN N°051-2024-OS/CD).

Archivo SINAC.FZD

Dice:

C-130-C-1 WAYRA I												
SINAC-29												
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
<b>RESQUR1</b>												
2020	8.3973	8.5115	13.3066	12.0238	12.7013	11.1626	13.4625	16.3256	11.3522	11.7546	12.1561	11.7315
2021	8.3973	8.5115	13.3066	12.0238	12.7013	11.1626	13.4625	16.3256	11.3522	11.7546	12.1561	11.7315
2022	8.3973	8.5115	13.3066	12.0238	12.7013	11.1626	13.4625	16.3256	11.3522	11.7546	12.1561	11.7315
2023	8.3973	8.5115	13.3066	12.0238	12.7013	11.1626	13.4625	16.3256	11.3522	11.7546	12.1561	11.7315
2024	8.3973	8.5115	13.3066	12.0238	12.7013	11.1626	13.4625	16.3256	11.3522	11.7546	12.1561	11.7315
<b>RESQUR2</b>												
2020	27.1431	16.5666	21.7648	23.3356	24.6137	21.0455	26.5223	23.2403	23.0674	31.4422	26.3151	26.7012
2021	27.1431	16.5666	21.7648	23.3356	24.6137	21.0455	26.5223	23.2403	23.0674	31.4422	26.3151	26.7012
2022	27.1431	16.5666	21.7648	23.3356	24.6137	21.0455	26.5223	23.2403	23.0674	31.4422	26.3151	26.7012
2023	27.1431	16.5666	21.7648	23.3356	24.6137	21.0455	26.5223	23.2403	23.0674	31.4422	26.3151	26.7012
2024	27.1431	16.5666	21.7648	23.3356	24.6137	21.0455	26.5223	23.2403	23.0674	31.4422	26.3151	26.7012
2025	27.1431	16.5666	21.7648	23.3356	24.6137	21.0455	26.5223	23.2403	23.0674	31.4422	26.3151	26.7012



PERIODO	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
2022	6,3376	6,0941	12,0542	10,6191	12,2619	13,7287	15,2972	11,3739	11,3564	13,6684	7,9640	8,5555		
2023	6,3926	6,0941	12,0542	10,6191	12,2619	13,7287	15,2972	11,3739	11,3564	13,6684	7,9640	8,5555		
2024	6,3926	6,0941	12,0542	10,6191	12,2619	13,7287	15,2972	11,3739	11,3564	13,6684	7,9640	8,5555		
2025	6,3926	6,0941	12,0542	10,6191	12,2619	13,7287	15,2972	11,3739	11,3564	13,6684	7,9640	8,5555		
2026	6,3926	6,0941	12,0542	10,6191	12,2619	13,7287	15,2972	11,3739	11,3564	13,6684	7,9640	8,5555		

Actualizado:

PERIODO	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
2022	8,3973	8,1110	15,3066	12,0693	12,7013	11,1625	12,4803	10,8299	11,3522	11,1546	12,3560	11,7319		
2023	8,3973	8,1110	15,3066	12,0693	12,7013	11,1625	12,4803	10,8299	11,3522	11,1546	12,3560	11,7319		
2024	8,3973	8,1110	15,3066	12,0693	12,7013	11,1625	12,4803	10,8299	11,3522	11,1546	12,3560	11,7319		
2025	8,3973	8,1110	15,3066	12,0693	12,7013	11,1625	12,4803	10,8299	11,3522	11,1546	12,3560	11,7319		
2026	8,3973	8,1110	15,3066	12,0693	12,7013	11,1625	12,4803	10,8299	11,3522	11,1546	12,3560	11,7319		
2027	8,3973	8,1110	15,3066	12,0693	12,7013	11,1625	12,4803	10,8299	11,3522	11,1546	12,3560	11,7319		
2028	8,3973	8,1110	15,3066	12,0693	12,7013	11,1625	12,4803	10,8299	11,3522	11,1546	12,3560	11,7319		
2029	8,3973	8,1110	15,3066	12,0693	12,7013	11,1625	12,4803	10,8299	11,3522	11,1546	12,3560	11,7319		
2030	8,3973	8,1110	15,3066	12,0693	12,7013	11,1625	12,4803	10,8299	11,3522	11,1546	12,3560	11,7319		
2031	8,3973	8,1110	15,3066	12,0693	12,7013	11,1625	12,4803	10,8299	11,3522	11,1546	12,3560	11,7319		
2032	8,3973	8,1110	15,3066	12,0693	12,7013	11,1625	12,4803	10,8299	11,3522	11,1546	12,3560	11,7319		
2033	8,3973	8,1110	15,3066	12,0693	12,7013	11,1625	12,4803	10,8299	11,3522	11,1546	12,3560	11,7319		
2034	8,3973	8,1110	15,3066	12,0693	12,7013	11,1625	12,4803	10,8299	11,3522	11,1546	12,3560	11,7319		
2035	8,3973	8,1110	15,3066	12,0693	12,7013	11,1625	12,4803	10,8299	11,3522	11,1546	12,3560	11,7319		

**Comentarios adicionales**

Respecto a las centrales que no han sido consideradas en el modelo PERSEO y que sin embargo, han entrado en operación comercial durante el periodo de simulación, tal es el caso de los numerales 13, 14, 15 y 16 antes descritos, debemos mencionar que la revisión está sustentada bajo las premisas de la Segunda Disposición Transitoria de la Resolución N°217-2013-OS/CD, con la cual se aprobó la Norma Tarifas, la cual establece que las solicitudes de revisión de la distribución asignada a la generación deben tramitarse teniendo en cuenta la fecha real en que se incorpora una nueva planta de generación o se produce cambio en la topología de la red de transmisión.

**C) Centrales NO Modeladas en PERSEO y que están proyectadas a incorporarse en Operación Comercial dentro del periodo de simulación.**

**17. Incluir y/o corregir la puesta en operación comercial de la Central Hidráulica San Gabán III.**

De acuerdo con el programa de obras de generación del PMPO publicado por el COES en el mes de setiembre 2024 (COES/D/DO/SPR-IPMPO-009-2024), presentado en la Fig.1 anterior, la Central Hidráulica San Gabán III (209.3 MW) ingresaría en operación comercial en el mes de agosto 2025.

Por tanto, corresponde que OSINERGHMIN considere la **operación comercial de la Central Hidráulica San Gabán III en el modelo PERSEO para el mes de agosto 2025**, a efectos de recalculer y/o calcular adecuadamente la asignación de responsabilidad de compensación del SST REP para el periodo de mayo 2024 – abril 2025.

Para dicho fin, se propone el modelamiento de dicha central conforme está considerado en la Fijación de Tarifas en Barra vigente (Resolución OSINERGHMIN N°051-2024-OS/CD).



Archivo SINAC.CUE

Debe incluirse:

CODIGO	NOMBRE	RES	MOD	IMP	IMP	IMP
CU-2402	Río San Gabán	0	2	1	5	0

Archivo SINAC.EMP

Debe incluirse:

CODIGO	NOMBRE	IMPORTE
173305	HYDRO GABAN PERU	0.1

Archivo SINAC.CHH

Debe incluirse:

CODIGO	NOMBRE	EMPRESA	CIENCIA	RENDA	FACTOS	CONCEPTO	CANTIDAD	IMPORTE							
CU-2402	San Gabán III	HYDROG	CU-2400	STIS-46	19.8315	0.0000	19.0000	2025	8	2050	1	0	0	0.5051	1

Archivo SINAC.TRY

Debe incluirse:

CODIGO	NOMBRE	COLUMNA											
TRV-300	Salida San Gabán III	CU-2400	CU-2401	CU-2402	19.0000	0.0000	2000	1	2050	1	0		

18. Incluir y/o corregir la puesta en operación comercial de la Central Solar Sunny.

De acuerdo con el informe de supervisión de contratos de proyectos de generación y transmisión de energía eléctrica publicado por Osinergrmin correspondiente al mes de julio 2024 la central tiene un avance global del 14%; asimismo, de acuerdo con la Fijación de Tarifas en Barra vigente, la central solar Sunny (204 MW) entraría en operación comercial en noviembre 2025, fecha basada en declaraciones del desarrollador del proyecto.

Por tanto, corresponde que OSINERGMIN considere la **operación comercial de la Central Solar Sunny en el modelo PERSEO para el mes de noviembre 2025**, a efectos de recalcular y/o calcular adecuadamente la asignación de responsabilidad de compensación del SST REP para el periodo de mayo 2024 – abril 2025.

Para dicho fin, se propone incluir la energía por bloques de demanda que están consideradas en la Fijación de Tarifas en Barra vigente (Resolución OSINERGMIN N°051-2024-OS/CD).

Archivo SINAC.FZD

Debe incluirse:

PERSEO-OS SUNNY												
STIS-46												
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
<b>BLOQUE1</b>												
2020	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2021	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2022	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2023	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2024	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2025	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.6694
<b>BLOQUE2</b>												
2020	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2021	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2022	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2023	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2024	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2025	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	48.9662	48.7720
<b>BLOQUE3</b>												
2020	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2021	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2022	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2023	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2024	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2025	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	4.6942	3.7638



**19. Incluir y/o corregir la puesta en operación comercial de la Central Solar Wayra Solar.**

De acuerdo con la Fijación de Tarifas en Barra vigente, la central Wayra Solar (94 MW) entraría en operación comercial en diciembre 2025, fecha basada en declaraciones del desarrollador del proyecto.

Por tanto, corresponde que OSINERGHMIN considere la **operación comercial de la referida central en el modelo PERSEO para el mes de diciembre 2025**, a efectos de recalcular y/o calcular correctamente la asignación de responsabilidad de compensación del SST REP para el periodo de mayo 2024 – abril 2025.

Para dicho fin, se propone incluir la energía por bloques de demanda que están consideradas en la Fijación de Tarifas en Barra vigente (Resolución OSINERGHMIN N°051-2024-OS/CD).

Archivo SINAC.FZD

Debe incluirse:

PER71-CE Wayra Solar  
SINAC-29

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
<b>BLOQUE1</b>												
2020	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2021	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2022	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2023	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2024	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2025	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0093
<b>BLOQUE2</b>												
2020	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2021	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2022	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2023	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2024	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2025	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	24.1303
<b>BLOQUE3</b>												
2020	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2021	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2022	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2023	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2024	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2025	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	3.6312

**Comentarios adicionales**

Respecto al modelamiento en PERSEO de incluir centrales proyectadas que no estaban previstos en el periodo de simulación, mencionados en los numerales 17, 18 y 19, debemos mencionar el principio es similar a los ya utilizados por OSINERGHMIN de utilizar la mejor información disponible, tal y como se consideró con la CE Duna y CE Huambos, el mismo que señala lo siguiente:

Osinerghmin Informe N° 147-2021-GRT

**2.1 Análisis de las Modificaciones Solicitadas**

Item	Empresa Solicitante	Central de Generación o instalación de Transmisión	Res GET y modificatorias	Solicitud	Análisis	Conclusión
3	ENGE	CE Duna y CE Huambos	POC Enero 2019	POC 31.12.2020	De acuerdo con la información proporcionada por la DSE de Osinerghmin la operación comercial de las CE Huambos y Duna está aún pendiente desde la fecha de completar la instalación total de ambas plantas. Se sugiere cancelar la POC para Barrios 2021 de forma preliminar.	Aceptado



**D) Consideraciones para instalaciones de transmisión**

**20. Línea Mantaro – Nueva Yanango – Carapongo 500 kV.**

La línea de transmisión Mantaro – Nueva Yanango – Carapongo 500 kV es modelada en PERSEO considerando su inicio de operación comercial en noviembre de 2022.

Al respecto, los peajes unitarios mensuales establecidos por OSINERGHMIN y correspondientes pagos de liquidaciones por peajes efectuados por COES empezaron en agosto de 2023. Al respecto, en la Fijación de Tarifas en Barra se indica que los valores de peajes de transmisión se aplican a partir de su puesta en Operación Comercial, por lo cual el proyecto debió haber tenido dicha condición desde agosto de 2023.

Por tanto, corresponde que OSINERGHMIN corrija el inicio de operación comercial de dicha línea en el modelamiento en el modelo PERSEO, considerando el mes de agosto 2023.

Archivo SINAC.LIN

Dice:

CONTR	CONTR	CONTR	CONTR	CONTR	CONTR	CONTR	CONTR	CONTR	CONTR
003-09	COESA								
LN-215	2022	11	2022	12	2022	12	2022	12	2022
TRF-216	2022	11	2022	11	2022	11	2022	11	2022
TRF-218	2022	11	2022	11	2022	11	2022	11	2022
LN-216	2022	11	2022	11	2022	11	2022	11	2022

Actualizado:

CONTR	CONTR	CONTR	CONTR	CONTR	CONTR	CONTR	CONTR	CONTR	CONTR
003-09	COESA								
LN-215	2023	8	2023	8	2023	8	2023	8	2023
TRF-216	2023	8	2023	8	2023	8	2023	8	2023
TRF-218	2023	8	2023	8	2023	8	2023	8	2023
LN-216	2023	8	2023	8	2023	8	2023	8	2023

**21. SE Nueva Tumbes 220/60 kV (SE Alipio Rosales) y LT Pariñas – Nueva Tumbes 220 kV**

El proyecto de la SE Nueva Tumbes 220/60 kV y LT Pariñas – Nueva Tumbes 220 kV es modelada en PERSEO considerando su operación comercial en abril de 2024; sin embargo, dichas instalaciones no están a la fecha en operación comercial.

Al respecto, en la Fijación de Tarifas en Barra vigente y en el Programa de Mediano Plazo de Operación (PMPO) publicado por el COES en el mes de setiembre 2024 (COES/D/DO/SPR-IPMPO-009-2024), se indican que dichas instalaciones inician su operación en enero de 2025.

Por tanto, corresponde que OSINERGHMIN corrija el inicio de operación comercial de dichas instalaciones en el modelamiento en el modelo PERSEO, considerando el mes de enero 2025.

Archivo SINAC.LIN



Dice:

CODIGO	CODSAL	COESLE	TEMPOC	RS	...	ANOS	MS	ANOS	MS	R	
LN-137	A-ON-51	A-ON-57	270,0000	104,8000	...	2024	1	2024	1	0	Talara 220kV - Piura 220kV
LN-138	A-ON-51	A-ON-61	220,0000	137,5000	...	2024	1	2024	1	0	Talara 220kV - Sorritos 220kV
LN-139	A-ON-61	A-ON-63	270,0000	39,9199	...	2025	1	2025	1	0	Sorritos 220kV - Talara 220kV
LN-147	A-ON-47	A-ON-27	220,0000	34,5000	...	2024	4	2024	12	0	Piura 220kV - Parícuta 220kV
LN-148	A-ON-51	A-ON-27	220,0000	11,5000	...	2024	4	2024	12	0	Parícuta 220kV - Parícuta 220kV
LN-149	A-ON-51	A-ON-27	220,0000	11,5000	...	2024	4	2024	12	0	Talara 220kV - Parícuta 220kV
LN-150	A-ON-51	A-ON-61	270,0000	139,6000	...	2024	1	2024	12	0	Parícuta 220kV - Sorritos 220kV
LN-146	A-ON-47	A-ON-28	220,0000	154,5000	...	2024	4	2024	12	0	Parícuta 220kV - Nueva Umbosa 220kV
LN-133A	A-ON-65	A-ON-250	220,0000	43,5000	...	2024	4	2024	12	0	Sorritos 220kV - Nueva Umbosa 220kV
LN-133B	A-ON-250	A-ON-73	220,0000	24,5000	...	2024	4	2024	12	0	Nueva Umbosa 220kV - Surullillo 220kV

Actualizado:

CODIGO	CODSAL	COESLE	TEMPOC	RS	...	ANOS	MS	ANOS	MS	R	
LN-137	A-ON-51	A-ON-57	270,0000	104,8000	...	2024	1	2024	12	0	Talara 220kV - Piura 220kV
LN-138	A-ON-51	A-ON-61	220,0000	137,5000	...	2024	1	2024	12	0	Talara 220kV - Sorritos 220kV
LN-139	A-ON-61	A-ON-63	220,0000	39,9199	...	2025	1	2025	12	0	Sorritos 220kV - Talara 220kV
LN-147	A-ON-47	A-ON-27	270,0000	34,5000	...	2025	1	2025	12	0	Piura 220kV - Parícuta 220kV
LN-148	A-ON-51	A-ON-27	220,0000	11,5000	...	2025	1	2025	12	0	Parícuta 220kV - Parícuta 220kV
LN-149	A-ON-51	A-ON-27	220,0000	11,5000	...	2025	1	2025	12	0	Talara 220kV - Parícuta 220kV
LN-150	A-ON-51	A-ON-61	220,0000	139,6000	...	2025	1	2025	12	0	Parícuta 220kV - Sorritos 220kV
LN-146	A-ON-47	A-ON-28	270,0000	154,5000	...	2025	1	2025	12	0	Talara 220kV - Nueva Umbosa 220kV
LN-133A	A-ON-65	A-ON-250	220,0000	43,5000	...	2025	1	2025	12	0	Sorritos 220kV - Nueva Umbosa 220kV
LN-133B	A-ON-250	A-ON-73	220,0000	24,5000	...	2025	1	2025	12	0	Nueva Umbosa 220kV - Surullillo 220kV

22. Enlace La Niña - Piura 500 kV

El proyecto del Enlace La Niña – Piura 500 kV es modelada en PERSEO considerando su operación comercial en julio de 2024; sin embargo, dichas instalaciones no están a la fecha en operación comercial.

Al respecto, en la Fijación de Tarifas en Barra vigente se ha considerado al mes de diciembre de 2024; mientras que en el Programa de Mediano Plazo de Operación (PMPO) publicado por el COES en el mes de setiembre 2024 (COES/D/DO/SPR-IPMPO-009-2024) se indica que dichas instalaciones inician su operación en operación en marzo de 2025.

Por tanto, corresponde que OSINERGHMIN corrija el inicio de operación comercial de dicho enlace en el modelamiento en el modelo PERSEO, considerando el mes de marzo 2025.

Archivo SINAC.LIN

Dice:

CODIGO	CODSAL	COESLE	TEMPOC	RS	...	ANOS	MS	ANOS	MS	R	
LN-136	A-ON-57	A-ON-58	270,0000	88,6300	...	2024	3	2024	6	0	Piura 220kV - La Niña 220 kV
LN-135	A-ON-57	A-ON-58	270,0000	119,2000	...	2024	12	2024	6	0	Piura 220kV - La Niña 220 kV
LN-144A	A-ON-58	A-ON-59	220,0000	193,8000	...	2024	7	2024	12	0	Piura Nueva 220kV - La Niña 220 kV
LN-144B	A-ON-58	A-ON-58	270,0000	109,2000	...	2024	7	2024	12	0	Piura Nueva 220kV - La Niña 220 kV
LN-123	A-ON-25	A-ON-57	270,0000	28,5000	...	2024	7	2024	12	0	Piura Nueva 220kV - Piura 220kV
LN-125	A-ON-25	A-ON-47	220,0000	28,5000	...	2024	7	2024	12	0	Piura Nueva 220kV - Piura 220kV
LN-141	A-ON-25	A-ON-25	500,0000	1,5000	...	2024	7	2024	12	0	Piura Nueva 500kV - Piura Nueva 220kV
LN-142	A-ON-25	A-ON-25	220,0000	99,5000	...	2024	7	2024	12	0	La Niña 500 kV - Piura Nueva 220kV

Actualizado:

CODIGO	CODSAL	COESLE	TEMPOC	RS	...	ANOS	MS	ANOS	MS	R	
LN-136	A-ON-42	A-ON-59	220,0000	88,6300	...	2025	3	2025	2	0	Piura 220kV - La Niña 220 kV
LN-135	A-ON-42	A-ON-59	220,0000	119,2000	...	2025	12	2025	2	0	Piura 220kV - La Niña 220 kV
LN-144A	A-ON-58	A-ON-58	270,0000	193,8000	...	2025	3	2025	12	0	Piura Nueva 220kV - La Niña 220 kV
LN-126	A-ON-25	A-ON-58	220,0000	109,2000	...	2025	3	2025	12	0	Piura Nueva 220kV - La Niña 220 kV
LN-123	A-ON-25	A-ON-57	270,0000	28,5000	...	2025	3	2025	12	0	Piura Nueva 220kV - Piura 220kV
LN-125	A-ON-25	A-ON-47	220,0000	28,5000	...	2025	3	2025	12	0	Piura Nueva 220kV - Piura 220kV
LN-145	A-ON-25	A-ON-25	500,0000	1,5000	...	2025	3	2025	12	0	Piura Nueva 500kV - Piura Nueva 220kV
LN-142	A-ON-25	A-ON-25	220,0000	99,5000	...	2025	3	2025	12	0	La Niña 500 kV - Piura Nueva 220kV



**23. Repotenciación a 1000 MVA de la L.T. 500 kV Carabayllo - Chimbote – Trujillo**

La Repotenciación a 1000 MVA de la L.T. 500 kV Carabayllo - Chimbote – Trujillo es modelada en PERSEO considerando su inicio de operación comercial en julio de 2024.

Al respecto, dichas instalaciones no están a la fecha en operación comercial y conforme se indica en la Fijación de Tarifas en Barra vigente, se estima entren en operación comercial para el mes de setiembre de 2026.

Por tanto, corresponde que OSINERGMIN corrija la repotenciación de dichas instalaciones en el modelamiento en el modelo PERSEO, considerando el mes de setiembre 2026.

**Archivo SINAC.LIN**

**Dice:**

CODIGO	CONTRATO	CONDICIONES	VERSION	KV	...	REG	ME	ANOS	MS	R	DESCRIPCION
TRN-040	ATON-89	ATON-89	500.0000	384.6600	...	2024	12	2024	6	1	Carabayllo500KV - Chimbote 500 KV / B5200
ALF-040	ALFON-89	ALFON-89	500.0000	384.6600	...	2024	7	2024	12	0	Carabayllo500KV - Chimbote 500 KV / B5200 / ALF040
TRN-041	ATON-89	ATON-89	500.0000	384.6600	...	2024	12	2024	6	1	Chimbote 500 KV - Trujillo 500 KV / B5200
ALF-041	ALFON-89	ALFON-89	500.0000	384.6600	...	2024	7	2024	12	0	Chimbote 500 KV - Trujillo 500 KV / B5200 / ALF041

**Actualizado:**

CODIGO	CONTRATO	CONDICIONES	VERSION	KV	...	REG	ME	ANOS	MS	R	DESCRIPCION
TRN-040	ATON-89	ATON-89	500.0000	384.6600	...	2026	9	2026	12	0	Carabayllo500KV - Chimbote 500 KV / B5200
ALF-040	ALFON-89	ALFON-89	500.0000	384.6600	...	2026	9	2026	12	0	Carabayllo500KV - Chimbote 500 KV / B5200 / ALF040
TRN-041	ATON-89	ATON-89	500.0000	384.6600	...	2026	9	2026	12	0	Chimbote 500 KV - Trujillo 500 KV / B5200
ALF-041	ALFON-89	ALFON-89	500.0000	384.6600	...	2026	9	2026	12	0	Chimbote 500 KV - Trujillo 500 KV / B5200 / ALF041

**24. Enlace Nueva Yanango – Nueva Huánuco 500 kV**

El proyecto Enlace Nueva Yanango – Nueva Huánuco 500 kV es modelado en PERSEO considerando su inicio de operación comercial en noviembre de 2022; sin embargo, dichas instalaciones no están a la fecha en operación comercial.

De acuerdo con el informe de supervisión de contratos de proyectos de generación y transmisión de energía eléctrica publicado por Osinerghmin correspondiente al mes de julio 2024 el proyecto tiene un avance global del 90.1%, señalando que el CTM solicitó al MINEM la ampliación del plazo de la POC para el 02.03.2028, por fuerza mayor, debido a la reubicación de la S.E. Yaros (Nueva Huánuco); asimismo, conforme se indica en la Fijación de Tarifas en Barra vigente, se estima entren en operación comercial para el mes de marzo de 2028.

Por tanto, corresponde que OSINERGMIN corrija el inicio de operación comercial de dicho enlace en el modelamiento en el modelo PERSEO, considerando el mes de marzo 2028.

**Archivo SINAC.LIN**

**Dice:**

CODIGO	CONTRATO	CONDICIONES	VERSION	KV	...	REG	ME	ANOS	MS	R	DESCRIPCION
TRN-117	ATON-113	ATON-113	220.0000	56.5000	...	2022	11	2022	12	0	Shiguilla 220KV - Nueva Huánuco 220KV
TRN-178	ATON-223	ATON-223	220.0000	56.5000	...	2022	11	2022	12	0	Shiguilla 220KV - Nueva Huánuco 220KV
TRN-219	ATON-221	ATON-221	220.0000	104.5000	...	2022	11	2022	12	0	Nueva Huánuco 220KV - Pucallpa 220KV
TRN-255	ATON-224	ATON-224	220.0000	104.5000	...	2022	11	2022	12	0	Nueva Huánuco 220KV - Pucallpa 220KV
TRN-217	ATON-225	ATON-225	500.0000	1.0000	...	2022	11	2022	12	0	Nueva Huánuco 500KV - Nueva Huánuco 220KV
TRN-218	ATON-225	ATON-225	500.0000	1.0000	...	2022	11	2022	12	0	Nueva Yanango 500KV - Nueva Huánuco 500KV
TRN-222	ATON-223	ATON-223	220.0000	37.0000	...	2022	11	2022	12	0	Tilgo Mazza 220KV - Matucana 220KV
TRN-232	ATON-223	ATON-223	220.0000	1.0000	...	2022	11	2022	12	0	Nueva Huánuco 220KV - Pucallpa 220KV
TRN-237	ATON-214	ATON-214	220.0000	85.5000	...	2022	11	2022	12	0	Nueva Huánuco 220KV - Vicosanca 220KV
TRN-219	ATON-224	ATON-224	220.0000	109.5000	...	2022	11	2022	12	0	Nueva Huánuco 220KV - Vicosanca 220KV
TRN-218	ATON-224	ATON-224	220.0000	88.5000	...	2022	11	2022	12	0	Nueva Huánuco 220KV - Tilgo Mazza 220KV



**Actualizado:**

CODIGO	CODSAL	CODSCE	DESCRIPCION	IMP	...	ANOS	MS	ANOS	MS	R	DESCRIPCION
LN-217	SLON221	SLON221	270,0000	36,0000	...	2028	3	2030	12	0	Chapala 220kV - Nueva Llanura 220kV
LN-218	SLON221	SLON221	220,0000	36,0000	...	2028	3	2030	12	0	Chapala 220kV - Nueva Llanura 220kV
LN-219	SLON221	SLON221	194,0000	36,0000	...	2028	3	2030	12	0	Nueva Llanura 220kV - Tarapoto 220kV
LN-220	SLON221	SLON221	194,0000	36,0000	...	2028	3	2030	12	0	Nueva Llanura 220kV - Tarapoto 220kV
LN-221	SLON221	SLON221	500,0000	1,0000	...	2028	3	2030	12	0	Nueva Llanura 500kV - Nueva Llanura 220kV
LN-222	SLON221	SLON221	500,0000	1,0000	...	2028	3	2030	12	0	Nueva Llanura 500kV - Nueva Llanura 220kV
LN-223	SLON221	SLON221	220,0000	36,0000	...	2028	3	2030	12	0	Tingo Maria 220kV - Tarma 220kV
LN-224	SLON221	SLON221	194,0000	36,0000	...	2028	3	2030	12	0	Nueva Llanura 220kV - Tarma 220kV
LN-225	SLON221	SLON221	270,0000	36,0000	...	2028	3	2030	12	0	Nueva Llanura 220kV - Tarma 220kV
LN-226	SLON221	SLON221	220,0000	36,0000	...	2028	3	2030	12	0	Nueva Llanura 220kV - Tarma 220kV
LN-227	SLON221	SLON221	220,0000	36,0000	...	2028	3	2030	12	0	Nueva Llanura 220kV - Tarma 220kV
LN-228	SLON221	SLON221	220,0000	36,0000	...	2028	3	2030	12	0	Nueva Llanura 220kV - Tarma 220kV

**25. Enlace Aguaytía – Tingo Maria 220 kV**

El proyecto Enlace Aguaytía – Tingo Maria 220 kV es modelado en PERSEO considerando su inicio de operación comercial en enero de 2024; sin embargo, dichas instalaciones no están a la fecha en operación comercial.

De acuerdo con el informe de supervisión de contratos de proyectos de generación y transmisión de energía eléctrica publicado por Osinergmin correspondiente al mes de julio 2024, el proyecto tiene un avance global del 87.7%; asimismo, conforme se indica en la Fijación de Tarifas en Barra vigente, se estima entren en operación comercial para el mes de marzo de 2025.

Por tanto, corresponde que OSINERGMIN corrija el inicio de operación comercial de dicho enlace en **el modelamiento en el modelo PERSEO, considerando el mes de marzo 2025**.

Archivo SINAC.LIN

**Dice:**

CODIGO	CODSAL	CODSCE	DESCRIPCION	IMP	...	ANOS	MS	ANOS	MS	R	DESCRIPCION
LN-234	SLON221	SLON221	220,0000	73,2670	...	2024	1	2025	12	0	Aguaytía 220kV - Tingo Maria 220kV

**Actualizado:**

CODIGO	CODSAL	CODSCE	DESCRIPCION	IMP	...	ANOS	MS	ANOS	MS	R	DESCRIPCION
LN-234	SLON221	SLON221	220,0000	73,2670	...	2025	3	2026	12	0	Aguaytía 220kV - Tingo Maria 220kV

**26. Enlace Reque – Nueva Carhuaquero 220 kV**

El proyecto Enlace Reque – Nueva Carhuaquero 220 kV es modelado en PERSEO considerando su inicio de operación comercial en enero de 2025.

De acuerdo con el informe de supervisión de contratos de proyectos de generación y transmisión de energía eléctrica publicado por Osinergmin correspondiente al mes de julio 2024, el proyecto tiene un avance global del 35.8%, estimando la puesta en operación comercial en marzo de 2026; asimismo, conforme se indica en la Fijación de Tarifas en Barra vigente, se estima entren en operación comercial para el mes de abril de 2026.

Por tanto, corresponde que OSINERGMIN corrija el inicio de operación comercial de dicho enlace en **el modelamiento en el modelo PERSEO, considerando el mes de abril 2026**.

Archivo SINAC.LIN



Dice:

CODIGO	CODSAL	CODSCE	FECHASOL	FE	...	AROE	MS	AROE	MS	R	
EN-239	AYUNT	AYUNT	216.0500	30.0620	...	2024	12	2024	12	0	Enlace San José – Yarabamba 500kV – Regla 220kV

Actualizado:

EN-239	AYUNT	AYUNT	220.0500	30.0620	...	2025	4	2025	12	0	Enlace San José – Yarabamba 500kV – Regla 220kV
--------	-------	-------	----------	---------	-----	------	---	------	----	---	---

**27. Enlace San José – Yarabamba 500 kV**

El proyecto Enlace San José– Yarabamba 500 kV es modelado en PERSEO considerando su inicio de operación comercial en diciembre de 2024.

De acuerdo con el informe de supervisión de contratos de proyectos de generación y transmisión de energía eléctrica publicado por Osinergmin correspondiente al mes de julio 2024, el proyecto tiene un avance global del 3.5%, con una puesta en operación comercial el 29.09.2027; asimismo, conforme se indica en la Fijación de Tarifas en Barra vigente, se estima entren en operación comercial para el mes de setiembre de 2027.

Por tanto, corresponde que OSINERGMIN corrija el inicio de operación comercial de dicho enlace en **el modelamiento en el modelo PERSEO, considerando el mes de setiembre 2027**.

Archivo SINAC.LIN

Dice:

CODIGO	CODSAL	CODSCE	FECHASOL	FE	...	AROE	MS	AROE	MS	R	
EN-048	AYUNT	AYUNT	500.0500	30.0620	...	2024	12	2024	12	0	Enlace San José – Yarabamba 500kV – San José 220kV

Actualizado:

EN-048	AYUNT	AYUNT	500.0500	30.0620	...	2027	9	2027	12	0	Yarabamba 500kV – San José 500kV
--------	-------	-------	----------	---------	-----	------	---	------	----	---	----------------------------------

**28. ITC Enlace Cálclíc – Jaén Norte 220 kV**

El proyecto ITC Enlace Cálclíc – Jaén Norte 220 kV es modelado en PERSEO considerando su inicio de operación comercial en diciembre de 2024.

De acuerdo con el informe de supervisión de contratos de proyectos de generación y transmisión de energía eléctrica publicado por Osinergmin correspondiente al mes de julio 2024, el proyecto tiene un avance global del 12.2%, con una puesta en operación comercial el 02.09.2027; asimismo, conforme se indica en la Fijación de Tarifas en Barra vigente, se estima entren en operación comercial para el mes de setiembre de 2027.

Por tanto, corresponde que OSINERGMIN corrija el inicio de operación comercial de dicho enlace en **el modelamiento en el modelo PERSEO, considerando el mes de setiembre 2027**.

Archivo SINAC.LIN

Dice:

CODIGO	CODSAL	CODSCE	FECHASOL	FE	...	AROE	MS	AROE	MS	R	
EN-239	AYUNT	AYUNT	220.0500	30.0620	...	2024	12	2024	12	0	Enlace Cálclíc – Jaén Norte 220kV
EN-260	AYUNT	AYUNT	220.0500	30.0620	...	2024	12	2024	12	0	Enlace 220kV – Jaén Norte 220kV



**Actualizado:**

LN=108 B BELAUNDE B BELAUNDE	220,0000	137,3000	2027	9	2050	12	0	Belaunde 220kV - Tarapoto Norte 220kV
LN=262 BELAUNDE BELAUNDE	220,0000	137,3000	2027	9	2050	12	0	Belaunde 220kV - Jasn. Norte 220kV

**29. ITC Enlace Belaunde Terry – Tarapoto Norte 220 kV**

El proyecto ITC Enlace Belaunde Terry – Tarapoto Norte 220 kV es modelado en PERSEO considerando su inicio de operación comercial en diciembre de 2024.

De acuerdo con el informe de supervisión de contratos de proyectos de generación y transmisión de energía eléctrica publicado por Osinerghmin correspondiente al mes de julio 2024, el proyecto tiene un avance global del 5.3%, con una puesta en operación comercial el 29.02.2028; asimismo, conforme se indica en la Fijación de Tarifas en Barra vigente, se estima entren en operación comercial para el mes de febrero de 2028.

Por tanto, corresponde que OSINERGHMIN corrija el inicio de operación comercial de dicho enlace en el modelamiento en el modelo PERSEO, considerando el mes de **febrero 2028**.

**Archivo SINAC.LIN**

**Dice:**

CODIGO	CODSAL	CODSLE	TRANSPON	EC	..	AFOS	ME	AFOS	MS	R	
LN=262	BELAUNDE	BELAUNDE	220,0000	87,4000	..	2024	12	2050	12	0	Belaunde 220kV - Tarapoto Norte 220kV
LN=252	TARAPOTO	TARAPOTO	220,0000	87,4000	..	2024	12	2050	12	0	Belaunde 220kV - Tarapoto Norte 220kV
LN=147	B BELAUNDE	B BELAUNDE	220,0000	1,2000	..	2024	12	2050	12	0	Tarapoto Norte 220kV - Tarapoto Norte 138kV

**Actualizado:**

LN=161 B BELAUNDE B BELAUNDE	220,0000	87,4000	2028	2	2050	12	0	Belaunde 220kV - Tarapoto Norte 220kV
LN=262 BELAUNDE BELAUNDE	220,0000	87,4000	2028	2	2050	12	0	Belaunde 220kV - Tarapoto Norte 220kV
LN=147 B BELAUNDE B BELAUNDE	220,0000	1,2000	2028	2	2050	12	0	Tarapoto Norte 220kV - Tarapoto Norte 138kV

**30. Repotenciación LT 220 kV Huanza – Carabayllo 250 MVA**

El proyecto LT 220 kV Huanza – Carabayllo es modelado en PERSEO mediante una repotenciación que inicia su operación comercial en enero de 2026. Sin embargo, conforme se indica en la Fijación de Tarifas en Barra vigente, se estima la repotenciación será para el mes de enero de 2025.

Por tanto, corresponde que OSINERGHMIN corrija el inicio de la operación comercial de la repotenciación en el modelamiento en el modelo PERSEO, considerando el mes de **enero 2025**.

**Archivo SINAC.LIN**

**Dice:**

CODIGO	CODSAL	CODSLE	TRANSPON	EC	..	AFOS	ME	AFOS	MS	R	
LN=113	REPOTENCIACION	REPOTENCIACION	220,0000	73,6410	..	2026	1	2026	12	1	Huanza 220 kV - Carabayllo 220kV / REPTOT
LN=113	REPOTENCIACION	REPOTENCIACION	220,0000	73,6410	..	2026	1	2026	12	1	Huanza 220 kV - Carabayllo 220kV / REPTOT / REPTOT

**Actualizado:**

LN=113	REPOTENCIACION	REPOTENCIACION	220,0000	73,6410	..	2025	1	2024	12	1	Huanza 220 kV - Carabayllo 220kV / REPTOT
REPOTENCIACION	220,0000	73,6410	2025	1	2024	12	1	Huanza 220 kV - Carabayllo 220kV / REPTOT / REPTOT			



**31. Ampliación SE Poroma 500/220 kV (2do transformador)**

El proyecto Ampliación SE Poroma 500/220 kV (2do transformador) es modelado en PERSEO considerando su operación comercial en diciembre de 2024. Sin embargo, conforme se indica en la Fijación de Tarifas en Barra vigente, se estima será para el mes de junio de 2025.

Por tanto, corresponde que OSINERGHMIN corrija la fecha de la ampliación en el modelamiento en el modelo PERSEO, considerando el mes de junio 2025.

Archivo SINAC.LIN

Dice:  
 CODIGO CODENOM CODIGOR DESCRIPCION KVA ... REGI MES REGI MES B ...  
 187-039 275-11 275-11 500,0000 1,0000 ... 2024 12 2025 11 0 Montalvo 500kV - Yumbay 220kV

Actualizado:  
 18 133 8 9 41 8 9 51 500,0000 1,0000 ... 2025 6 2025 12 0 Montalvo 500kV - Montalvo 220kV

**32. Ampliación SE Montalvo 500/220 kV (2do transformador)**

El proyecto Ampliación SE Montalvo 500/220 kV (2do transformador) es modelado en PERSEO considerando su operación comercial en diciembre de 2024. Sin embargo, conforme se indica en la Fijación de Tarifas en Barra vigente, se estima será para el mes de junio de 2025.

Por tanto, corresponde que OSINERGHMIN corrija la fecha de la ampliación en el modelamiento en el modelo PERSEO, considerando el mes de junio 2025.

Archivo SINAC.LIN

Dice:  
 CODIGO CODENOM CODIGOR DESCRIPCION KVA ... REGI MES REGI MES B ...  
 18 134 8 01 01 8 01 19 500,0000 1,0000 ... 2024 12 2025 12 0 Yumbay 500 kV - Yumbay 220 kV

Actualizado:  
 187-034 2000-01 2000-01 500,0000 1,0000 ... 2025 6 2025 12 0 Montalvo 500 kV - Montalvo 220 kV

**33. Enlace 220 kV Montalvo – Moquegua (2do Circuito)**

El proyecto LT 220 kV Montalvo – Moquegua (2do Circuito) es modelado en PERSEO considerando su operación comercial en diciembre de 2024. Sin embargo, conforme se indica en la Fijación de Tarifas en Barra vigente, se estima la repotenciación será para el mes de marzo de 2026.

Por tanto, corresponde que OSINERGHMIN corrija la fecha del inicio de operación comercial del enlace en el modelamiento en el modelo PERSEO, considerando el mes de marzo 2026.

Archivo SINAC.LIN

Dice:  
 CODIGO CODENOM CODIGOR DESCRIPCION KVA ... REGI MES REGI MES B ...  
 187-060 275-11 275-11 120,0000 0,0000 ... 2024 12 2026 12 0 Montalvo 220kV - Moquegua 220kV

Actualizado:  
 187-060 275-11 275-11 120,0000 0,0000 ... 2025 3 2026 12 0 Montalvo 220kV - Moquegua 220kV



**34. Enlace 220 kV Cajamarca-Caclic-Moyobamba (Segundo Circuito)**

El proyecto Enlace 220 kV Cajamarca-Caclic-Moyobamba (Segundo Circuito) es modelado en PERSEO considerando su operación comercial en enero de 2024. Sin embargo, este aún no ha entrado en operación comercial. Conforme se indica en la Fijación de Tarifas en Barra vigente, se estima será para el mes de marzo de 2026.

Por tanto, corresponde que OSINERGMIN corrija la fecha del inicio de operación comercial del enlace **en el modelamiento en el modelo PERSEO, considerando el mes de marzo 2026**.

Archivo SINAC.LIN

Dice:

```

CODIGO CODBAG CODCCE CODCCEB RES ... ARGE MS ARGE MS R
LINEA 8 EN TA 40510 220,0000 103,2600 -- 2024 11 2024 11 1
COPAC 0018010 220,0000 103,2600 -- 2024 11 2024 11 0
    
```

Actualizado:

```

CODIGO CODBAG CODCCE CODCCEB RES ... ARGE MS ARGE MS R
LINEA 8 EN TA 40510 220,0000 103,2600 -- 2026 03 2026 12 1
COPAC 0018010 220,0000 103,2600 -- 2026 03 2026 12 0
    
```

**Comentarios adicionales**

En lo referente al cambio de fecha de puesta en operación comercial de instalaciones de transmisión en PERSEO por una fecha real, mencionado en el numeral 20, debemos mencionar que existen diversos casos similares atendidos ya por OSINERGMIN y a los cuales se modificaron las fechas de inicio de operación comercial. A modo de ejemplo se puede observar en el Informe N°213-2024-GRT lo siguiente:

Osinerghmin Informe N° 213-2024-GRT

Item	Empresa Solicitante	Central de Generación o Instalación de Transmisión	Res 070 y modificatorias	Solicitud	Análisis	Conclusión
6	ENGIE	Refuerzo 2: Ampliación de la SE La Planicie 220 kV con un transformador 500/220 kV	Fecha POC: 01/2023	Actualizar la puesta en servicio del transformador 500/220 kV de la SE La Planicie de 01/2023 a 09/2023	Se ha verificado mediante el Acta de Puesta en Operación Comercial que la fecha POC del Refuerzo 2 ha sido el 17 de noviembre de 2023. Por lo tanto, para el modelamiento en el PERSEO debe considerarse la fecha POC como 12/2023	Parcialmente aceptada

En lo referente al cambio de fecha de puesta en operación comercial de instalaciones de transmisión en PERSEO por una fecha prevista actualizada dentro del periodo de simulación, mencionados en los numerales 21, 22, 25, 30, 31 y 32, debemos mencionar que existen diversos casos similares atendidos ya por OSINERGMIN y a los cuales se modificaron las fechas previstas de inicio de operación comercial, considerando la mejor información disponible. A modo de ejemplo se puede observar en el Informe N°213-2024-GRT lo siguiente:



Item	Empresa Solicitante	Central de Generación o Instalación de Transmisión	Res 070 y modificatorias	Solicitud	Análisis	Conclusión
5	ENGIE	Refuerzo 1: Reconfiguración de la LT Chica-La Planicie - Carabaylo de 2 circuitos 220 kV a un circuito de 500 kV y segundo transformador 500/220 kV en la SE Chica.	Fecha POC: 01/2023	Actualizar la puesta en servicio de la LT 500 kV La Planicie - Carabaylo de 01/2023 a 06/2023, del segundo transformador 500/220 kV de la SE Chica de 01/2023 a 12/2023 y de la LT 500 kV Chica - Planicie de 01/2023 a 06/2024.	Se ha verificado que, a febrero de 2024, el Refuerzo 1 no cuenta con Acta de Puesta en Operación Comercial. En ese contexto, <b>se propone fecha POC para 09/2024</b> . Por lo tanto, en el modelo PERSEO se debe considerar 09/2024 como Fecha POC del Refuerzo 1.	Parcialmente aceptada

Finalmente, respecto al modelamiento en PERSEO de instalaciones de transmisión que se previeron entrar en operación en el periodo de simulación, pero que, sin embargo, no será así, mencionados en los numerales 23, 24, 26, 27, 28, 29, 33 y 34, debemos mencionar que existen diversos casos similares atendidos ya por OSINERGHMIN y a los cuales se modificaron las fechas de inicio de operación comercial. A modo de ejemplo se puede observar en el Informe N°147-2021-GRT lo siguiente:

2.1 Análisis de las Modificaciones Solicitadas

Item	Empresa Solicitante	Central de Generación o Instalación de Transmisión	Res 061 y modificatorias	Solicitud	Análisis	Conclusión
4	ENGIE	L.T. 220kV Chica - Planicie - Camisajón Transformadores 500/220 kV Chica / Planicie	POC Enero 2022	Sin contrato <b>Fecha de puesta</b>	El cambio de nivel de tensión de la LT Chica-Planicie - Carabaylo y subestaciones asociadas, así como el nuevo transformador en Planicie prevén su ingreso en mayo del 2024, según información publicada en el Plan de Transmisión 2021-2030 elaborado por el CGES.	<b>Aceptada</b>
5	ENGIE	L.T. 220kV Machupicchu - Quenico - Onocora - Tinzaya	POC Enero 2022	Obras paralizadas <b>Fecha de puesta</b>	De acuerdo con la información proporcionada por Osinerghmin en el "Compendio de Proyectos de Generación y Transmisión Eléctrica en Construcción" actualizada a diciembre de 2020, el proyecto está en trato directo y con las obras paralizadas.	<b>Aceptada</b>

# **Anexo 2**

## Análisis de Opiniones y Sugerencias a la Resolución N° 031-2025-OS/CD

### 1. Sugerencias de EGEJUNIN

#### 1.1. Sugerencia 1

No corresponde aceptar solicitud de revisión de STATKRAFT para la inclusión de las BESS para brindar el servicio de RPF en el modelo PERSEO 2.0 de la CT Ventanilla y CT Chilca 1, ni de otra central

#### **Sustento:**

EGEJUNIN señala que las BESS no fueron incluidas en la Resolución N° 070-2021-OS/CD como parte de las instalaciones habilitadas para brindar el servicio de RPF. Además, hace notar que la normativa exige que cualquier revisión en la distribución de pagos esté basada en la incorporación de una nueva planta de generación o en un cambio en la topología de la red de transmisión, condiciones que no se cumplen en este caso.

Asimismo, indica que según el Procedimiento Técnico COES N° 21, los equipos de RPF, como las BESS, forman parte de una central, pero no se consideran una central en sí misma. Por lo tanto, no cuentan con una fecha de POC, sino únicamente con una aprobación de integración. Sostiene que, en consecuencia, no cumplen con los requisitos establecidos en la Segunda Disposición Transitoria de la Resolución N° 217-2013-OS/CD.

Finalmente, refiere que la Resolución N° 105-2024-OS/CD aclara que la fecha POC de una central es la que define su ingreso al parque generador, criterio que tampoco aplica a las BESS. Por ello, EGE Junín considera que su inclusión en el modelo PERSEO 2.0 para efectos de reparto de compensaciones no debería ser aceptada.

#### **Análisis de Osinerghmin**

La Segunda Disposición Transitoria de la Resolución N° 213-2017-OS/CD establece que debe considerarse la fecha real de incorporación de una nueva planta de generación. En ese sentido, tal como se ha precisado en pronunciamientos anteriores, la fecha real se entiende como la fecha de Puesta en Operación Comercial (POC), dado que esta refleja la operatividad total de la instalación, así como el cumplimiento de estándares mínimos de calidad y confiabilidad. Utilizar la fecha de POC como referencia asegura, por tanto, que la remuneración se base en una infraestructura plenamente operativa.

En el caso de los Sistemas de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS), tal como indica EGEJUNIN, el Procedimiento Técnico del COES N° 21 establece que los equipos de RPF forman parte de una central, pero no se consideran una central en sí misma, y por ello no cuentan con una fecha POC, sino únicamente con una aprobación de integración. Por lo tanto, resulta técnicamente razonable considerar dicha aprobación como el equivalente funcional a una POC, ya que representa el hito mediante el cual se valida su operatividad y disponibilidad para brindar el servicio de RPF. En ese contexto, para efectos del modelo PERSEO 2.0, se considera como fecha POC de la BESS la fecha de dicha aprobación de integración.

Adicionalmente, si bien una BESS no constituye una instalación de generación, su incorporación para brindar el servicio de RPF permite a la central a la que está integrada incrementar su capacidad de producción efectiva. En consecuencia, se introduce una capacidad adicional que, si bien forma parte de la misma instalación física, representa un nuevo aporte en términos de disponibilidad energética. Esta condición tiene efectos directos sobre el despacho de

generación y, por tanto, sobre el cálculo del beneficio económico y la asignación de responsabilidad de pago, según lo establecido en el método de Beneficios Económicos.

Por lo expuesto, se considera que la inclusión de las BESS para brindar el servicio de RPF en el modelo PERSEO 2.0 se encuentra debidamente sustentada en el marco normativo vigente, y responde a criterios técnicos y regulatorios consistentes.

### **Conclusión**

Debido a las consideraciones expuestas, no se acepta la presente sugerencia. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación de la Resolución 070-2021, publicado mediante Resolución 031-2025 debido al presente comentario.

## **2. Sugerencias de REP**

### **2.1 Sugerencia 1**

Revisar la diferencia de S/ 6 entre el monto total asignado en la Resolución N° 031-2025-OS/CD y el monto vigente aprobado por Resolución N° 110-2024-OS/CD

#### **Sustento:**

REP indica que el monto total asignado a generadores en la Resolución N° 031-2025-OS/CD no coincide con el monto vigente aprobado por la Resolución N° 110-2024-OS/CD. Señala que existe una diferencia de S/ 6 por mes y solicita que se revise esta diferencia e indique cuál es el valor total que corresponde considerar.

#### **Análisis de Osinerghmin**

El monto total asignado a generadores por concepto de compensación del SST GD REP asciende a S/ 1 735 707. La diferencia observada entre el total asignado en la Resolución N° 031-2025-OS/CD y el total vigente aprobado en la Resolución N° 110-2024-OS/CD de S/ 6 responde exclusivamente a efectos de redondeo, dado que, al distribuir dicho monto entre los generadores con responsabilidad de pago, los resultados incluyen decimales.

En las resoluciones e informes técnicos se publican los valores en soles enteros, lo cual puede generar pequeñas diferencias al momento de sumar los montos individuales. No obstante, se procederá a realizar los ajustes correspondientes para que, incluso considerando valores redondeados, el total final refleje con exactitud el monto aprobado.

### **Conclusión**

Debido a las consideraciones expuestas, se acepta la presente sugerencia. Por lo tanto, corresponde modificar el proyecto de modificación de la Resolución 070-2021, publicado mediante Resolución 031-2025 debido al presente comentario.

### **2.2 Sugerencia 2**

Revisar y validar la incorporación y retiro de agentes en la distribución de pagos del SST-GD

#### **Sustento**

REP indica que la Resolución N° 031-2025-OS/CD incorpora nuevos agentes, como Electroperú S.A., Majes Arcus S.A.C. y Repartición Arcus S.A.C., y retira a otros, como Egejunín Tulumayo - V S.A.C., Electroperú S.A., Empresa de Generación Eléctrica Santa Lorenza S.A.C., Infraestructuras y Energías del Perú S.A.C., SDF Energía S.A.C. y UNACEM.

Solicita que Osinerghmin revise si corresponde o no dicha asignación y que comunique formalmente a las empresas involucradas sobre los pagos que deben realizar, incluso si son retroactivos. Señala que, en anteriores ocasiones, se presentaron asignaciones incorrectas que

generaron problemas en facturación, pagos y reclamaciones. Por ello, considera necesario que las nuevas asignaciones sean notificadas a las empresas correspondientes.

### **Análisis de Osinerghmin**

La observación formulada respecto al retiro del cuadro de asignación de Electroperú es errónea, ya que en la Resolución N° 031-2025-OS/CD se ha consignado correctamente su razón social completa: Empresa Electricidad del Perú S.A. Por tanto, no corresponde interpretarla como un retiro del listado de agentes con responsabilidad de pago.

Por otro lado, es importante reiterar que la asignación o retiro de agentes en la distribución de pagos por el uso del SST GD REP no responde a decisiones discrecionales, sino al estricto cumplimiento de los criterios y metodología previstos en la normativa vigente. Estas reglas se aplican de manera objetiva y uniforme, lo que garantiza la transparencia y consistencia del proceso.

Respecto a la solicitud de notificación a las empresas involucradas, el análisis correspondiente se encuentra desarrollado en el Informe Legal N° 229-2025-OS/CD.

### **Conclusión**

Debido a las consideraciones expuestas, no se acepta la presente sugerencia. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación de la Resolución 070-2021, publicado mediante Resolución 031-2025, debido al presente comentario.

### **2.3 Sugerencia 3**

Verificar si los valores asignados a las compensaciones corresponden a los agentes indicados

#### **Sustento:**

REP indica que los valores de compensación mensual asignada a la generación por el uso del SST GD REP en la Resolución 031-2025 presentan diferencias significativas respecto a la resolución vigente. Presenta una tabla comparativa donde se muestran desviaciones superiores al 90% en algunos casos. Por ello, solicita que Osinerghmin verifique si los montos establecidos realmente corresponden a la compensación que debe ser asignada a cada agente.

### **Análisis de Osinerghmin**

De acuerdo con lo establecido en el Título IV de la Norma de Asignación, las variaciones en los valores asignados por concepto de compensación mensual del SST GD REP entre generadores están permitidas, siempre que dichas modificaciones deriven de solicitudes de revisión debidamente sustentadas y aceptadas conforme al marco normativo vigente.

En ese sentido, todas las solicitudes de revisión presentadas han sido evaluadas en el numeral 3.3 del presente informe. Las variaciones observadas en la nueva asignación responden directamente a los resultados de dicho análisis técnico y legal, por lo que las variaciones están plenamente sustentadas.

### **Conclusión**

Debido a las consideraciones expuestas, no se acepta la presente sugerencia. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación de la Resolución 070-2021, publicado mediante Resolución 031-2025, debido al presente comentario.

### **2.4 Sugerencia 4**

Actualizar las compensaciones del SSTG y SSTGD aplicando el factor de actualización mensual según la normativa vigente

**Sustento:**

REP indica que Osinerghmin debe aplicar el factor de actualización mensual a las compensaciones del SSTG y SSTGD, conforme a los artículos 28 y 45 de la Resolución N° 217-2013-OS/CD. Señala que, si bien los peajes aplican fórmulas de actualización por variación de componentes, esto no se realiza con las compensaciones de generación. Precisa que, para una misma instalación, si parte de sus costos están asignados a la demanda y otra parte a la generación, las tarifas y compensaciones deben actualizarse bajo criterios equivalentes. Añade que no aplicar dicha actualización afecta la recuperación de inversiones. Por ello, solicita que se especifique que la actualización debe aplicarse a todos los conceptos relacionados a peajes y compensaciones, sin excepción.

**Análisis de Osinerghmin**

No es materia del presente proceso establecer o crear fórmulas de actualización para las instalaciones de transmisión asignadas a la generación, independientemente de que, conforme se pronunció Osinerghmin no corresponde actualización alguna dentro del periodo tarifario para este tipo de regulación.

El análisis detallado se encuentra desarrollado en el Informe Legal N° 229-2025-OS/CD.

**Conclusión**

Debido a las consideraciones expuestas, no se acepta la presente sugerencia. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación de la Resolución 070-2021, publicado mediante Resolución 031-2025, debido al presente comentario.

**3. Sugerencias de IEP**

Mantener la exclusión de IEP del Cuadro 10.4 del Anexo N° 10 de la Resolución N° 070-2021-OS/CD, y devolver los montos facturados por compensaciones SST por un total de S/ 229,101.84

**Sustento:**

IEP señala que su exclusión del cuadro del Cuadro 10.4 del Anexo N° 10 de la Resolución N° 070-2021-OS/CD se encuentra justificada por normas legales y contractuales específicas que le resultan aplicables, con independencia de su nivel de participación en el sistema. Explica que opera bajo el régimen especial de las centrales de Reserva Fría ("RF"), conforme al Decreto Legislativo N° 1041, el Decreto Supremo N° 001-2010-EM y la Resolución Ministerial N° 111-2011-MEM-DM.

Indica que dicho régimen impide a las centrales de RF percibir ingresos marginales por su energía, y que sus ingresos están limitados exclusivamente a la Potencia Efectiva Contratada y la compensación por energía asociada, cuando opere. Precisa que esta compensación cubre únicamente ciertos costos variables, no incluyendo en ningún caso tarifas de transmisión, como las Compensaciones SST.

IEP sostiene que ni su contrato de concesión ni la normativa especial contemplan la posibilidad de trasladar, recuperar o incluir los montos de compensación del SST. Además, señala que, al tratarse de unidades que operan únicamente de forma excepcional, no es posible anticipar con certeza los días en que podrían generar energía, lo cual imposibilita incorporar dichos costos en la oferta presentada en los procesos de licitación.

Asimismo, IEP afirma que no existe uso físico de la instalación SST Zapallal – Ventanilla por parte de la CTRF Puerto Maldonado, debido a la distancia geográfica evidente entre ambas. Por ello, sostiene que tampoco se cumple el segundo criterio de asignación de responsabilidad de pago contemplado en el marco normativo

En ese contexto, IEP solicita que se mantenga su exclusión del Cuadro 10.4 del Anexo N° 10 de la Resolución N° 070-2021-OS/CD sobre la base del régimen legal y contractual que le corresponde, y no por el criterio de participación inferior al 1%. Además, requiere que se corrijan los fundamentos técnico-legales que justifican dicha exclusión.

Finalmente, solicita que Osinerghmin se pronuncie respecto a los contratos de concesión que excluyen a los titulares del pago de compensaciones por transmisión, como ocurre en el caso de IEP.

### **Análisis de Osinerghmin**

Las centrales eléctricas de Reserva Fría de Puerto Maldonado y Pucallpa, propiedad de IEP, desde su entrada en operación comercial en 2016, han sido incluidas en la base de datos del modelo PERSEO 2.0 de todos los procesos de Fijación de Peajes y Compensaciones del SST y SCT, que se realizan cada 4 años y se revisan anualmente a solicitud de parte de algún interesado, para el proceso regulatorio de asignación de responsabilidad de pago, como puede identificarse en los archivos de cálculo debidamente publicados.

La razón por la cual en algunos procesos anteriores IEP no fue asignado como responsable de pago por el SST GD REP, a pesar de que sus dos centrales fueron siempre consideradas en la base de datos de las simulaciones, es que, como resultado de dichas simulaciones, las centrales de IEP no despachaban energía y, por lo tanto, considerando la metodología aplicada en la Norma Asignación no resultan con beneficios económicos por las líneas que conforman el SST GD REP. Por lo tanto, en ningún caso, la razón que no fuera asignada IEP es que se encontraba exonerada de acuerdo a su Contrato de Concesión.

Ahora bien, de acuerdo con la Norma de Asignación aprobada por la Resolución N° 164-2016-OS/CD, existen dos criterios para distribuir entre los generadores la asignación de responsabilidad de pago por el uso del SST. El primero es el método de beneficios económicos, aplicado por Osinerghmin, y el segundo es el criterio de uso, aplicado por el COES según lo establece la norma señalada. Ambos métodos son independientes entre sí y se aplican con base en criterios objetivos definidos en la normativa sin considerar ingresos reales ni contratos.

En particular, el criterio de beneficios económicos corresponde a una herramienta metodológica para distribuir costos entre los generadores que se benefician por el uso de las redes de transmisión; eso quiere decir que, no busca reflejar los ingresos reales ni condiciones contractuales particulares [como la Reserva Fría Tipo 2], sino corresponde a identificar a las unidades de generación que se ven favorecidos por las condiciones del despacho esperado y, en consecuencia, contribuyen a la necesidad de la infraestructura de transmisión eléctrica, metodología de asignación independiente de las reglas contractuales.

Así, aunque IEP no perciba ingresos adicionales por las valorizaciones de energía activa en el Mercado de Corto Plazo, si su participación en el despacho esperado genera efectos sobre el uso de las líneas, el modelo puede reflejar un beneficio económico relativo, aun cuando no se traduzca en ingresos efectivos. Por lo tanto, invalidar el criterio y su metodología no resulta adecuado, ya que implicaría desconocer su propósito técnico y la lógica con la que ha sido diseñado.

Por lo expuesto, no debe excluirse a IEP dentro del grupo de centrales que puede ser asignado con responsabilidad de pago por el uso del SST GD REP únicamente por su condición de central de Reserva Fría Tipo 2 (no define el costo marginal en el MCP), entendiéndose esto último, como una aplicación excepcional para sus ingresos.

Respecto a la solicitud de devolución de los montos facturados a IEP por el período mayo 2024 – abril 2025, cabe precisar que, como resultado del análisis de las solicitudes de revisión presentadas antes del 15 de noviembre de 2024, IEP no tiene monto asignado. En ese sentido,

los montos facturados y eventualmente pagados por IEP durante el período mayo 2024 – abril 2025 serán objeto de recálculo conforme a la nueva distribución de responsabilidad de pago, debiendo efectuarse los ajustes correspondientes en el marco del proceso de ejecución de compensaciones mensuales.

**Conclusión**

Debido a las consideraciones expuestas, no se acepta la presente sugerencia.

# **Anexo 3**

**Modificación de la Resolución N° 070-2021-OS/CD, complementada con Resolución N° 145-2021-OS/CD, Fijación de los Peajes y Compensaciones del Sistema Secundario de Transmisión (SST) y Sistema Complementario de Transmisión (SCT) para el periodo del 01 de mayo de 2021 al 30 de abril de 2025**

**1. Modificación del Cuadro 10.4.- Distribución de la Compensación Mensual Asignadas a la Generación del SST GD REP**

Corresponde modificar el Cuadro 10.4 del Anexo 10 de la Resolución N° 070-2021-OS/CD de acuerdo a lo siguiente

TITULAR	Compensación Mensual (S/)
	May24 - Abr25
ANDE AN POWER S.A.C.	2 636
CHINANGO S.A.C.	22 643
COMPAÑIA ELECTRICA EL PLATANAL S.A.	17 735
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA AREQUIPA S.A.	363 854
EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA DE JUNIN S.A.C	1 855
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA MACHUPICCHU S.A.	56 639
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SAN GABÁN S.A.	57 977
EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA SANTA ANA S.A.C.	1 113
EMPRESA DE GENERACION HUALLAGA S. A.	63 829
EMPRESA DE GENERACION HUANZA S.A.	1 195
EMPRESA ELÉCTRICA AGUA AZUL S.A.	15 194
EMPRESA ELÉCTRICA RIO DOBLE S.A.	35 807
EMPRESA ELECTRICIDAD DEL PERÚ S.A. - ELECTROPERU	50 738
ENEL GENERACION PIURA S.A.	188 831
ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A.	108 540
FENIX POWER PERÚ S.A.	39 781
GR PAINO S.A.C.	6 433
GR TARUCA S.A.C	6 191
INLAND ENERGY S.A.C.	5 554
KALLPA GENERACION S.A.	103 738
LA VIRGEN S.A.C.	6 013
MAJES ARCUS S.A.C.	2 173
ORAZUL ENERGY PERU S.A.	282 656
ORYGEN PERU S.A.A.	176 757
PETRAMAS S.A.C.	5 009
REPARTICIÓN ARCUS S.A.C.	2 163
STATKRAFT PERÚ S.A.	79 050
TERMOCHILCA S.A.C.	19 302
TERMOSELVA S.R.L.	12 301

**Nota:**

- (1) En cada año tarifario, en caso se asignen pagos a Centrales de Generación que no entren en operación comercial, dicha responsabilidad será asumida y distribuida proporcionalmente entre el resto de las generadoras