
Proyecto de 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

(Prepublicación)

Lima, marzo de 2024

Resumen Ejecutivo

Mediante la Resolución N° 070-2021-OS/CD (en adelante “Resolución 070-2021”), complementada con 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 Sistema Complementario de Transmisión (SCT) para el periodo del 01 de mayo de 2021 al 30 de abril de 2025. Las Compensaciones del SST y/o SCT cuya responsabilidad de pago están asignados total o parcialmente a la generación, se realizaron conforme lo establece la norma “Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de pago de los SST y SCT” (en adelante “Norma Asignación de Responsabilidad”), aprobada con Resolución N° 164-2016-OS/CD.

Así también, el artículo 11 de la Resolución 070-2021 estableció que la revisión de la distribución de responsabilidades de pago entre los generadores por las Compensaciones de los SST y SCT, se realizará a solicitud de los interesados, debiendo ser sustentado por el solicitante y tramitado por Osinergmin dentro del Procedimiento de Fijación de los Precios en Barra.

Considerando los párrafos anteriores, las empresas ENGIE Energía Perú S.A. (en adelante “ENGIE”) y Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A. (en adelante “EGASA”) presentaron a Osinergmin, dentro del plazo establecido, una solicitud para revisar la distribución de responsabilidad de pago entre los generadores debido a: 1) corrección del modelamiento de las líneas Piura – Chiclayo Oeste, Zapallal – Ventanilla y San Juan – Santa Rosa para las simulaciones en los casos “SIN ELEMENTO”, 2) la indisponibilidad de la CH Quitaracsa en el 2023, 3) la actualización de la fecha de puesta en operación comercial de los Refuerzos 1 y 2 de TRANSMANTARO, 4) la asignación de responsabilidad de pago a la CT Ilo 2, y 5) modificaciones en la fecha de POC de las centrales Punta Lomitas, Clemesí y Yarucaya.

En este sentido, se ha procedido a realizar la revisión de la distribución de la responsabilidad de pago entre generadores de acuerdo con la solicitud, determinándose que corresponde modificar la distribución de responsabilidad de pago del SST GD REP; por lo tanto, se recomienda publicar como proyecto de modificación de la Resolución 070-2021 en ese aspecto.

INDICE

1. INTRODUCCIÓN	3
2. PROCESO REGULATORIO.....	5
2.1 ANÁLISIS DE LAS MODIFICACIONES SOLICITADAS.....	7
3. REVISIÓN DE DISTRIBUCIÓN DE RESPONSABILIDAD DE PAGO ENTRE GENERADORES.....	10
3.1 CRITERIO DE ASIGNACIÓN DE RESPONSABILIDAD TOTAL Y PARCIAL DE LOS GENERADORES POR LOS SST GD REP.....	10
3.2 MODIFICACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN ENTRE GENERADORES DE LA RESPONSABILIDAD DE PAGO DE LOS SST Y SCT	12
3.3 RESULTADOS.....	12
4. RECOMENDACIÓN	14
ANEXO 1	15
ANEXO 2	26

1. Introducción

De acuerdo con el contenido del 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 Osinergmin, 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 a lo establecido por Osinergmin.

Mediante la Resolución N° 070-2021-OS/CD (en adelante “Resolución 070-2021”), complementada mediante 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 Sistema Complementario de Transmisión (SCT) del periodo 1 de mayo 2021 – 30 de abril 2025. Las Compensaciones del SST y/o SCT cuya responsabilidad de pago están asignadas total o parcialmente a la generación, se realizaron conforme lo establece la norma “Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de pago de los SST y SCT” (en adelante “Norma Asignación de Responsabilidad”), aprobada con Resolución N° 164-2016-OS/CD.

Asimismo, el artículo 11 de la Resolución 070-2021 establece que la revisión de la distribución de responsabilidades de pago entre los generadores por las Compensaciones del SST y/o SCT, se realiza a solicitud del interesado, debiendo ser sustentado por el solicitante y tramitado por Osinergmin dentro del Procedimiento de Fijación de los Precios en Barras. Además, la segunda disposición transitoria de la Resolución N° 217-2013-OS/CD que aprobó la norma “Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión”, dispuso 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 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.

El 14 de noviembre de 2023, la empresa ENGIE Energía Perú S.A. (en adelante “ENGIE”) y la Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A. (en adelante “EGASA”), mediante comunicación ENG/897-2023 y GG/GC.-0327/2023-EGASA, respectivamente (ver Anexo), solicitaron la revisión de la distribución de la responsabilidad de pago entre los generadores por el uso de los SST y SCT, considerando las modificaciones en las premisas utilizadas en la Resolución 070 y sus modificatorias.

Por lo mencionado anteriormente y al haberse verificado que las solicitudes se remitieron dentro del plazo establecido en la Resolución N° 217-2013-OS/CD, corresponde realizar el análisis para determinar si se debe modificar la distribución de la responsabilidad de pago de los generados establecidos en la Resolución 070-2021.

En consecuencia, corresponde evaluar la solicitud presentada por ENGIE, cuyas causales deben sujetarse estrictamente a los criterios descritos en la segunda disposición transitoria de la Resolución N° 217-2013-OS/CD, a efectos de motivar la modificación de la Resolución 070-2021, en caso corresponda.

2. Proceso Regulatorio

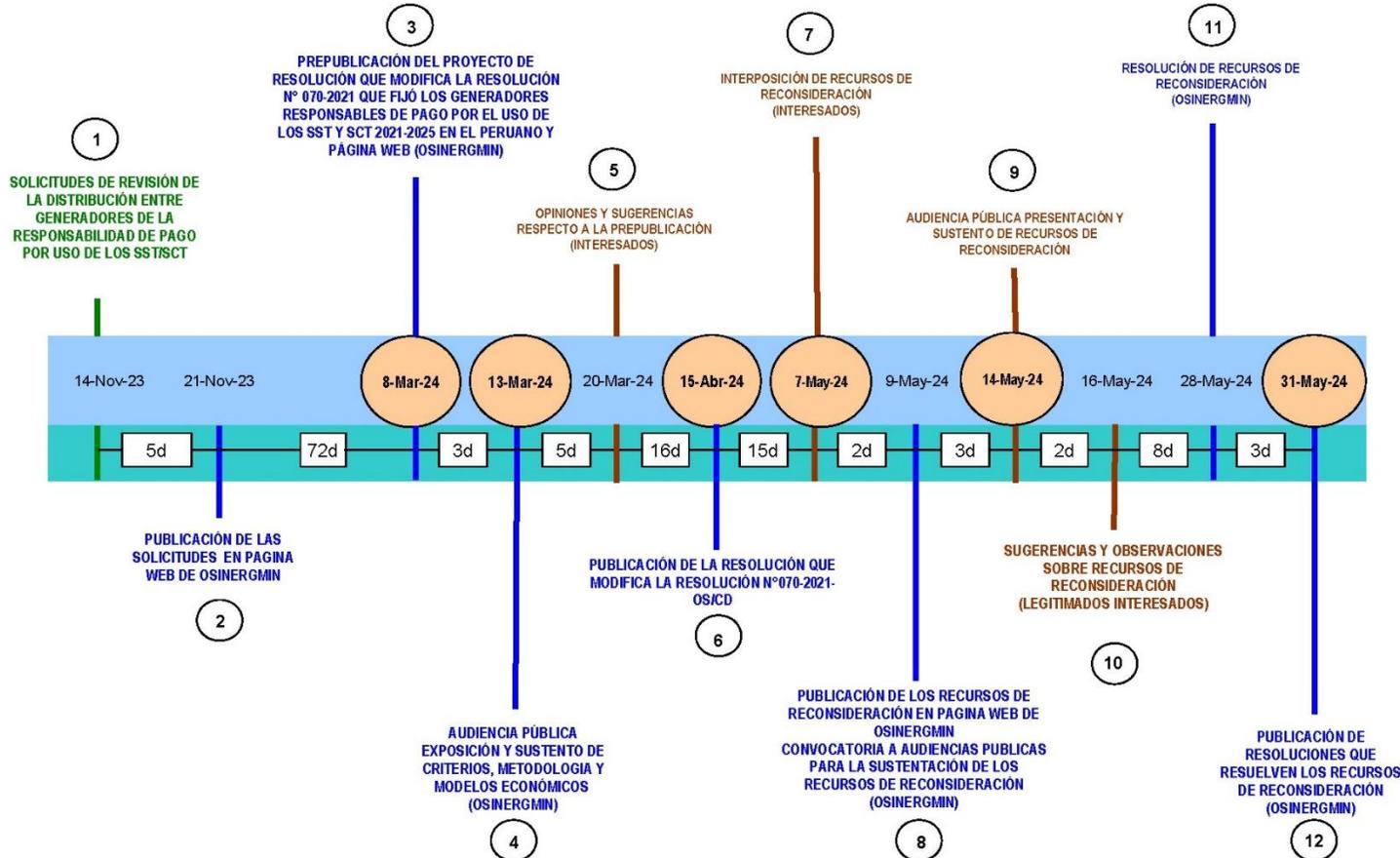
El proceso de modificación de la distribución entre generadores de la responsabilidad de pago de los SST y SCT, fijados con la Resolución 070-2021, complementada con la Resolución 145-2021, obedece a la solicitud presentada por ENGIE y EGASA dentro del plazo establecido en la Segunda Disposición Transitoria de la Resolución N° 217-2013-OS/CD; asimismo, dicha disposición transitoria establece que las solicitudes de revisión serán procesadas siguiendo el cronograma del siguiente Procedimiento de Fijación de Precios en Barra.

En ese sentido, el cronograma ilustrado en el Esquema 2.1, coincidente con el proceso de Fijación de Tarifas en Barra mayo 2024 – abril 2025, que obedece a las disposiciones legales vigentes, establece un ambiente abierto de participación donde pueden expresarse las opiniones de la ciudadanía, y de los interesados en general, a fin de que éstas sean consideradas por el regulador antes que adopte su decisión sobre la modificación de la distribución entre generadores de la Responsabilidad de Pago del SST y SCT.

Por otro lado, la responsabilidad de pago de los elementos del SST y SCT asignados total o parcialmente a la generación, serán calculados de acuerdo 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

PROCESO MODIFICACIÓN DE LA RESOLUCIÓN N° 070-2021-OS/CD QUE FIJÓ LOS GENERADORES RESPONSABLES DE PAGO POR EL USO DE LOS SST Y SCT 2021-2025* (Considera Decreto Supremo N° 151-2022-PCM)



*Nota: El presente cronograma no es vinculante y tiene carácter referencial. Considera lo previsto en la Norma "Procedimiento para Fijación de Precios Regulados", aprobada mediante Resolución N° 080-2012-OS/CD, en la Ley N° 27838, en la Ley N° 27444, así como en su última modificatoria mediante Ley N° 31603 que recorta el plazo para resolver los recursos de reconsideración, consecuentemente impacta en los plazos de las etapas asociadas. Las fechas incorporadas responden a plazos máximos, por tanto, en caso se cumpla alguna etapa en fecha distinta a la prevista en el presente cronograma u otra discrepancia y origine cambios en las fechas posteriores, prevalecerá la contabilidad que se realice al amparo de las normas aplicables.

2.1 Análisis de las Modificaciones Solicitadas

Ítem	Empresa Solicitante	Central de Generación o Instalación de Transmisión	Res 070 y modificatorias	Solicitud	Análisis	Conclusión
1	ENGIE	LT Piura – Chiclayo Oeste	Caso "SIN ELEMENTO": Se desconecta LNE-106 y LNE-107 en el modelo PERSEO	Caso "SIN ELEMENTO": Desconectar LNE-106, LNE-107, LNE-123 y LNE-126 en el modelo PERSEO	De acuerdo con la revisión de la configuración de las líneas de transmisión en el modelo PERSEO, se verifica que con el ingreso de la SET Piura Nueva, se secciona la línea LNE-106 dando origen a las líneas LNE-125 y LNE-126. Por lo tanto, en el modelo del caso "SIN ELEMENTO" se deben desconectar las líneas LNE-106, LNE-107, LNE-125 y LNE-126	Parcialmente aceptada
2	ENGIE	LT Zapallal – Ventanilla	Caso "SIN ELEMENTO": Se desconecta LNE-011 en el modelo PERSEO	Caso "SIN ELEMENTO": Desconectar LNE-011 y LNE-087 en el modelo PERSEO	De acuerdo con la revisión de la configuración de las líneas de transmisión en el modelo PERSEO, se verifica que las LT Zapallal – Ventanilla son la LNE-011 y LNE-087. Por lo tanto, en el modelo del caso "SIN ELEMENTO" se deben desconectar las líneas LNE-011 y LNE-087	Aceptada
3	ENGIE	LT San Juan – Santa Rosa	Caso "SIN ELEMENTO": Se desconecta LNE-018 en el modelo PERSEO	Caso "SIN ELEMENTO": Desconectar LNE-018, LNE-18A, LNX-017 y LNX-019 en el modelo PERSEO	De acuerdo con la revisión de la configuración de las líneas de transmisión en el modelo PERSEO, se verifica que con la puesta en operación comercial de los Refuerzos 1 y 2 de TRANSMANTARO, se reconfigura la red. Por lo tanto, en el modelo del caso "SIN ELEMENTO" se deben desconectar las líneas LNE-018, LNE-18A, LNX-017 y LNX-019.	Aceptada
4	ENGIE	CH Quitaracsa	La CH Quitaracsa se considera disponible en el modelo PERSEO	Considerar el período de indisponibilidad de la CH Quitaracsa	De acuerdo con el Artículo 6 de la Norma "Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de Pago de los SST y SCT , salvo disposición en contrario, para el cálculo de los precios marginales no se considerarán modificaciones artificiales (administrativas, operativas o regulatorias de carácter temporal o de otra índole). Por lo tanto, no corresponde considerar la indisponibilidad de la CH Quitaracsa durante el 2023 debido a que corresponde a un hecho temporal.	No aceptada
5	ENGIE	Refuerzo 1: Reconfiguración de la LT Chilca-La Planicie-	Fecha POC: 01/2023	Actualizar la puesta en servicio de la LT 500 kV La Planicie	Se ha verificado que, a febrero de 2024, el Refuerzo 1 no cuenta con Acta de Puesta en Operación Comercial. En ese contexto, se prevé su	Parcialmente aceptada

Ítem	Empresa Solicitante	Central de Generación o Instalación de Transmisión	Res 070 y modificatorias	Solicitud	Análisis	Conclusión
		Carabayllo de 2 circuitos 220 kV a un circuito de 500 kV y segundo transformador 500/220 kV en la SE Chilca.		– Carabayllo de 01/2023 a 09/2023, del segundo transformador 500/220 kV de la SE Chilca de 01/2023 a 12/2023 y de la LT 500 kV Chilca – Planicie de 01/2023 a 06/2024.	Fecha POC para 09/2024. Por lo tanto, en el modelo PERSEO se debe considerar 09/2024 como Fecha POC del Refuerzo 1.	
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
7	ENGIE	CT Ilo 2	Se le asigna responsabilidad de pago a la CT Ilo2	Dejar de considerar a la CT Ilo2 en la asignación de responsabilidad de pago	Se ha verificado que el COES, mediante Carta N° COES/D/DP-129-2020 del 6 de febrero de 2020, aprobó la conclusión de la operación comercial de la CT Ilo2. Por lo tanto, a partir de esa fecha, no se le debe asignar a la CT Ilo2 compensación por los SST G/D REP, ya que ésta debe ser prorrateada entre los demás generadores con asignación de responsabilidad de pago.	Aceptada
8	EGASA	CE Punta Lomitas	No se considera la POC en el periodo de Fijación de Tarifas y Compensaciones	Considerar el 16 de junio de 2023 como Fecha POC con la producción estimada en la FITA2023	Mediante Carta N° DP-653-2023, se verifica que la fecha POC de la CE Punta Lomitas ha sido el 16 de junio 2023. Por lo tanto, para el modelamiento en el PERSEO se considera la Fecha POC en 07/2023, así como la producción histórica para el 2023 y posterior a ello la energía estimada.	Parcialmente aceptada
9	EGASA	CS Clemesí	No se considera la POC en el periodo de Fijación de Tarifas y Compensaciones	Considerar el 31 de octubre de 2023 como Fecha POC con la producción estimada en la FITA2023	En el Compendio de Proyectos en Ejecución de la División de Supervisión de Electricidad de Osinerghin de Enero – 2024, se verifica que la CS Clemesí no ha cumplido con el hito de POC previsto para el 31/10/2023. Según el documento indicado, la concesionaria ha solicitado al MINEM la ampliación de plazo de la POC que, de aprobarse, se desplazaría al 05/03/2024. Por lo tanto,	Parcialmente aceptada

Ítem	Empresa Solicitante	Central de Generación o Instalación de Transmisión	Res 070 y modificatorias	Solicitud	Análisis	Conclusión
					corresponde incluir a la CS Clemesí en el modelo PERSEO considerando su POC para 03/2024 y una energía estimada.	
10	EGASA	CS Yarucaya	No se considera la POC en el periodo de Fijación de Tarifas y Compensaciones	Considerar el 26 de setiembre de 2021 como Fecha POC con la producción estimada en la FITA2023	Mediante Carta N° DP-1431-2021, se verifica que la fecha POC de la CS Yarucaya ha sido el 26/09/2021. Por lo tanto, para el modelamiento en el PERSEO se considera la Fecha POC en 10/2021, así como la producción histórica para los años 2021, 2022 y 2023 y posterior a ello la energía estimada.	Parcialmente aceptada

3. Revisión de Distribución de Responsabilidad de Pago entre Generadores

De acuerdo con el contenido del literal e) del artículo 139 del RLCE, corresponde a Osinergmin, 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 Osinergmin.

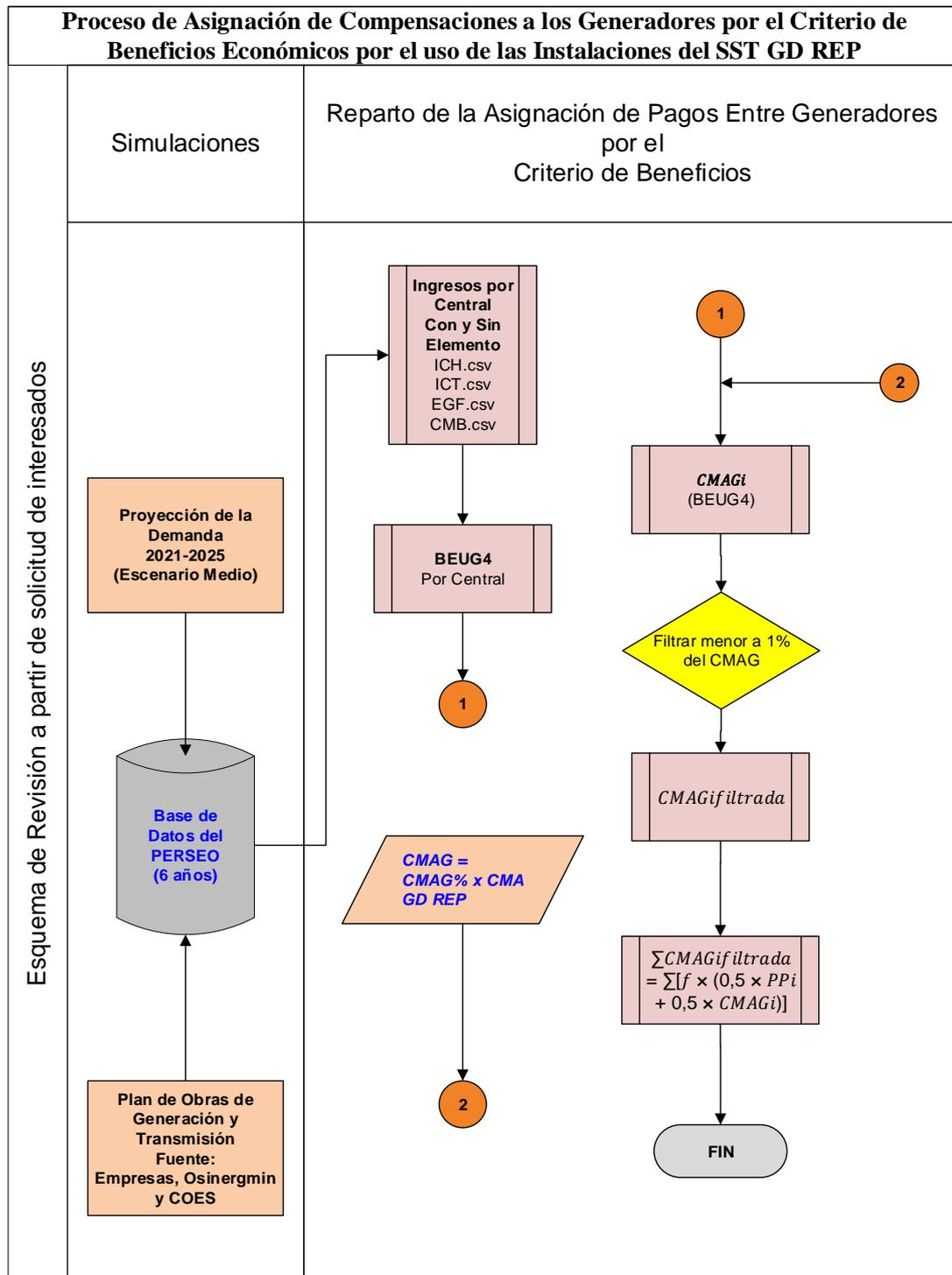
De acuerdo con la Resolución 070-2021, se determinaron los generadores responsables por las compensaciones de las instalaciones del SST y SCT cuyo criterio de distribución sea el criterio de beneficios económicos, esto es en aplicación del Título IV de la Norma Asignación de Responsabilidad, y de las instalaciones del SST y SCT de uso exclusivo de centrales de generación.

En ese sentido, se aplicó el criterio de beneficios económicos para el Sistema GD REP.

3.1 Criterio de Asignación de Responsabilidad Total y Parcial de los Generadores por los SST GD REP

En la Figura 3.1, 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 cuyo criterio es el de Beneficios Económicos.

Figura 3.1. 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) Se utilizó el 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 en análisis (GD REP), se determina el Beneficio Económico que proporciona dicho elemento a cada generador, según la variación de los costos marginales previstos y sus niveles de producción de energía durante el período de análisis. El Beneficio Económico se calcula considerando el Valor Presente de los Ingresos Netos de cada central generadora para un periodo de cuatro años.
- c) Posteriormente, se prorratea el Costo Medio Anual del elemento de Transmisión asignada a la Generación (CMAG) entre los generadores, conforme se indica en el artículo 10 de la Norma de Asignación de Responsabilidad.
- d) Adicionalmente, se consideró que, si la proporción asignada al generador del CMAG no es mayor al 1%, se le excluye de la asignación de Pago.
- e) Finalmente, 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.

3.2 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 GD REP se realizará de acuerdo con lo mencionado en el numeral 3.1 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 2.1 del presente informe.

3.3 Resultados

Sobre la base de lo solicitado por ENGIE y EGASA, previo análisis en base a la información utilizada para la Fijación de Peajes y Compensaciones del SST y SCT para mayo 2021 – abril 2025, 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.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/procesos-regulatorios/electricidad/fijacion-SST-SCT/revision-distribucion-entre-generadores-sst-y-sct-2023>

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 por lo siguiente:

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

TITULAR	Compensación Mensual (S/)	
	May23-Abr24	May23-Abr24
GR TARUCA S.A.C	5 165	5 165
ANDEAN POWER S.A.	2 621	2 621
COMPAÑIA ELECTRICA EL PLATANAL S.A.	9 943	9 943
CHINANGO S.A.C.	15 882	15 882
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA AREQUIPA S.A.	345 814	345 814
EMPRESA DE GENERACION HUALLAGA S.A.	101 502	101 502
EMPRESA DE GENERACION HUANZA S.A.	1 093	1 093
EGEJUNÍN TULUMAYO - V S.A.C.	13 989	13 989
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA MACHUPICCHU S.A.	81 512	81 512
EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA DEL SUR S.A.	14 955	14 955
ELECTROPERÚ S.A.	314 882	314 882
EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA SANTA LORENZA S.A.C.	1 686	1 686
EMPRESA ELÉCTRICA AGUA AZUL S.A.	15 453	15 453
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DE JUNÍN S.A.C.	10 599	10 599
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SANTA ANA S.R.L.	1 106	1 106
ENEL GENERACION PERU S.A.A	118 644	118 644
ENEL GREEN POWER S.A.	117	117
ENEL GENERACION PIURA S.A.	55 699	55 699
ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A.	82 225	82 225
FENIX POWER PERÚ S.A.	16 392	16 392
GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	38 269	38 269
GR PAINO S.A.C.	5 389	5 389
KALLPA GENERACION S.A.	85 824	85 824
LA VIRGEN S.A.C.	10 406	10 406
INLAND ENERGY S.A.C.	22 918	22 918
ORAZUL ENERGY PERU S.A.	222 269	222 269
PETRAMAS S.A.C.	4 981	4 981
EMPRESA ELÉCTRICA RIO DOBLE S.A.	33 477	33 477
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SAN GABÁN S.A.	46 193	46 193
STATKRAFT PERÚ S.A.	42 926	42 926
SUDAMERICANA DE ENERGÍA S.A.	194	194
TERMOCHILCA S.A.	5 657	5 657
TERMOSELVA S.R.L.	7 792	7 792
UNACEM	132	132

4. 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 2 del presente informe.

[sbuenalaya]

/pch-rtc

Anexo 1

1. Carta N°: ENG/897-2023 del 14 de noviembre de 2023



Lima, 14 de noviembre de 2023

Señor:
Severo Buenalaya Cangalaya
Gerente de Generación y Transmisión Eléctrica
OSINERGMIN
Avenida Jorge Chávez 154, Miraflores
Presente.-

Asunto: Solicitud de Revisión de la Distribución por Beneficios del Pago entre Generadores por los SSTGD, fijada por OSINERGMIN para el periodo mayo 2021 – abril 2025

CARTA N°: ENG/897-2023

Referencias: 1) 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 (en adelante, la "Norma Tarifas")
2) Artículo 11° de la Resolución OSINERGMIN N° 070-2021-OS/CD (en adelante, la "Resolución 070")

De nuestra consideración:

Nos dirigimos a usted en el marco del literal e-VII del artículo 139° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante, el "RLCE"), para solicitar, dentro del plazo establecido en las normas de la referencia 1) y 2), 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 2021 – abril 2025, que se fijó mediante la Resolución 070.

Al respecto, adjuntamos como Anexo la descripción y sustento de los cambios en las fechas de ingreso, indisponibilidad de equipos y corrección de algunos errores materiales que solicitamos sean incluidos en la revisión.

Sin otro particular, nos despedimos de Usted.

Atentamente,

Daniel Cámac
Apoderado

Cesar Cornejo
Apoderado

Adjunto. Lo indicado.



ANEXO
CAMBIOS QUE DEBEN CONSIDERARSE EN LA REVISIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN
POR BENEFICIOS DEL PAGO ENTRE GENERADORES POR LOS SSTGD, FIJADA
POR OSINERGMIN PARA EL PERIODO MAYO 2021 – ABRIL 2025

1. Corregir Errores Materiales en el modelamiento de líneas de algunos Casos Sin Elemento

Se ha identificado en los archivos "SINAC.lin" y "lin.grt" del modelo PERSEO, de los casos sin elemento "01 Piura - Chiclayo Oeste", "03 Zapallal – Ventanilla" y "04 San Juan - Santa Rosa", que por error algunos elementos que deben ponerse fuera de servicio se han mantenido conectados. Para corregir dichos errores, en la revisión se debe actualizar el archivo "lin.grt" retirando para cada caso los siguientes elementos con ANOE resaltado:

Caso "01 Piura - Chiclayo Oeste". Retirar también los elementos LNE-123 y LNE-126.

TABLE LDATA(lin,b,b,cc,ATLT)										
	TENSION	KM	rKM	xKM	NORMAL	EMERG	ANOE	ME	ANOS	MS
LNE-106. SICN-42. SICN-98.c1	220.0000	88.6300	0.0768	0.4936	176.4000	0.0000	2050	8	2024	6
Piura 220kv - La Nina 220 kv										
LNE-107. SICN-98. SICN-14.c1	220.0000	122.4100	0.0806	0.4896	176.4000	0.0000	2050	8	2050	12
La Nina 220 kv - Chiclayo 220kv										
LNE-123. SICN205. SICN-42.c1	220.0000	28.0000	0.0855	0.4929	441.0000	0.0000	2024	7	2050	12
Piura Nueva 220kv - Piura 220kv										
LNE-126. SICN205. SICN-98.c1	220.0000	109.2000	0.0768	0.4936	176.4000	0.0000	2024	7	2050	12
Piura Nueva 220kv - La Nina 220 kv										

Caso "03 Zapallal – Ventanilla". Retirar también el elemento LNE-087.

TABLE LDATA(lin,b,b,cc,ATLT)										
	TENSION	KM	rKM	xKM	NORMAL	EMERG	ANOE	ME	ANOS	MS
LNE-011. SICN-55. SICN-58.c1	220.0000	18.0200	0.0882	0.4950	264.6000	0.0000	2050	1	2050	12
LNE-087. SICN-55. SICN-58.c1	220.0000	18.0200	0.0882	0.4950	264.6000	0.0000	2016	1	2050	12

Caso "04 San Juan - Santa Rosa". Retirar también los elementos LNE-18A, LNX-017 y LNX-019

TABLE LDATA(lin,b,b,cc,ATLT)										
	TENSION	KM	rKM	xKM	NORMAL	EMERG	ANOE	ME	ANOS	MS
LNE-018. SICN-49. SICN-48.c1	220.0000	26.3700	0.0725	0.4924	223.9300	0.0000	2050	1	2022	12
Santa Ros220kv - San Juan 220kv										
LNE-18A. SICN-49. SICN-76.c1	220.0000	6.8700	0.0725	0.4924	223.9300	0.0000	2023	1	2050	12
Santa Ros220kv - IndustrialesA 220kv										
LNX-017. SICN-49. SICN118.c1	220.0000	6.8700	0.0725	0.4924	223.9300	0.0000	2014	1	2050	12
Santa Ros220kv - IndustrialesB 220kv										
LNX-019. SICN118. SICN-48.c1	220.0000	20.5000	0.0725	0.4924	223.9300	0.0000	2014	1	2022	12
IndustrialesB 220kv - San Juan 220kv										

2. Considerar el periodo de indisponibilidad de la C.H. Quitaracsca

Se solicita considerar en la revisión, la indisponibilidad de la C.H. Quitaracsca desde el 13 de marzo (02:25 horas) a la fecha, debido a un evento provocado por fenómenos naturales conforme ha sido informado a OSINERGMIN. Por ello se debe actualizar el archivo "chh.grt" según lo siguiente:

TABLE CHH(nc,r,ATCHH)										
	FACTP	Consumo	Caudal	ANOE	ME	ANOS	MS	TIPO	Canon	ResPrim
CH-0404.r1	7.5460	5.7380	15.6080	2015	10	2023	3	0	0.5051	1
CH-0404.r2	0.0000	5.7380	15.6080	2023	4	2023	11	0	0.5051	0
CH-0404.r3	7.5460	5.7380	15.6080	2023	12	2050	1	0	0.5051	0



3. Actualizar la fecha de puesta en servicio del proyecto Refuerzos "1" y "2" de TRANSMANTARO

El proyecto "Refuerzos 1 y 2" de TRANSMANTARO, que contempla el Cambio a 500 kV de la L.T. 220 kV Chilca-La Planicie-Carabayllo y el 2do. Transformador 500/220 kV de la SE Chilca CTM, ha tenido algunos retrasos en la fecha de puesta en servicio, que implican lo siguiente:

- L.T. 500 kV La Planicie - Carabayllo y Transformador 500/220 kV de SE La Planicie. Puesta en servicio se atrasó de enero 2023 a setiembre 2023.
- Segundo transformador 500/220 kV de SE Chilca. Puesta en servicio se atrasó de enero 2023 a diciembre 2023.
- L.T. 500 kV Chilca - Planicie. Puesta en servicio atrasada de enero 2023 a junio 2024.

Para ello se debe actualizar en el archivo "lin.grt" de todos los casos las siguientes fechas resaltadas de amarillo:

TABLE LDATA (lin,b,b,cc,ATLT)

	TENSION	KM	rKM	xKM	NORMAL	EMERG	ANOE	ME	ANOS	MS
TNE-022. SICN-81. SICN106.c1	500.0000	1.0000	0.4958	67.6648	588.0000	0.0000	2011	4	2023	11
TNE-022. SICN-81. SICN106.c2	500.0000	1.0000	0.2479	33.8324	1176.0000	0.0000	2023	12	2026	1
Chilca 500kV - Chilca CTM 220 kv / REPOT										
LNX-035. SICN106. SICN-84.c1	220.0000	50.1000	0.0521	0.3834	343.0000	0.0000	2011	6	2024	5
Chilca CTM 220 kV - La Planicie 220kV										
LNX-036. SICN106. SICN-84.c1	220.0000	50.1000	0.0521	0.3834	343.0000	0.0000	2011	6	2024	5
Chilca CTM 220 kv - La Planicie 220kV										
LNX-037. SICN-84. SICN116.c1	220.0000	39.1000	0.0521	0.3834	343.0000	0.0000	2011	6	2023	8
La Planicie 220kV - Carabayllo220kV										
LNX-038. SICN-84. SICN116.c1	220.0000	39.1000	0.0521	0.3834	343.0000	0.0000	2011	6	2023	8
La Planicie 220kV - Carabayllo220kV										
LNE-223. SICN226. SICN-82.c1	500.0000	49.3000	0.0210	0.3166	1372.0000	0.0000	2023	9	2050	12
Planicie 500kV - Carabayllo500kV										
LNE-224. SICN-81. SICN226.c1	500.0000	50.1000	0.0210	0.3166	1372.0000	0.0000	2024	6	2050	12
Chilca 500kV - Planicie 500kV										
TNE-219. SICN226. SICN-84.c1	500.0000	1.0000	0.5015	67.8732	588.0000	0.0000	2023	9	2024	11
TNE-219. SICN226. SICN-84.c2	500.0000	1.0000	0.2507	33.9366	1176.0000	0.0000	2024	12	2026	1
Planicie 500kV - La Planicie 220kV										

4. Dejar de considerar a la C.T. Ilo 2 en la asignación de responsabilidad de pago

Como es de su conocimiento, la C.T. Ilo 2 se encuentra fuera de operación comercial desde las 24:00 horas del 31 de diciembre del 2022, lo cual fue aprobado por el COES mediante carta N° COES/D/DP-129-2020 del 6 de febrero de 2020. Sin embargo, sin tomar en cuenta lo indicado en la Resolución 070 se continúa asignando a la C.T. Ilo 2 una compensación mensual de 3,292.5 Soles (ver siguiente tabla). Para corregir esta situación, se solicita incluir en la revisión los cambios que sean necesarios para dejar de asignar a la CT Ilo 2 compensaciones por los SST G/D de REP.

CENTRAL	L-2238	L-2232 L-2233	L-2242 L-2243	L-2010 L-2011 L-2018	L-1008	L-1020	L-1021 L-1022	L-1023	CM SOLES
ilo2tvc1	0	1 205	142	0	0	0	1 816	129	3 292.5

ANEXO 2.1



Generando Energía con Responsabilidad Social

ANEXO

CONSIDERACIÓN DE LAS FECHAS DE INGRESO EN OPERACIÓN DE PROYECTOS DE GENERACIÓN PARA LA REVISIÓN DE LA ASIGNACIÓN DE PAGO POR EL CRITERIO DE BENEFICIOS DE LOS SSTGD

En principio, se debe precisar que el pago por las instalaciones del SSTGD REP, inicialmente eran asumidas únicamente por los titulares de Generación asignados en la RESOLUCION 070; sin embargo, en la medida que otros generadores se han venido incorporando al SEIN, les corresponde asumir a estos últimos, parte del Costo Medio Anual de dichas instalaciones.

En tal sentido, tomando en cuenta la información reportada en los documentos de Inicio de Operación Comercial del COES (“POC”) y/o las publicaciones del OSINERGMIN, para la revisión de la asignación de pagos por el criterio de Beneficios de los SSTGD, se debe considerar los siguientes cambios:

1. Considerar la fecha de puesta en servicio de la CE PUNTA LOMITAS

En el documento POC que se muestra en Anexo, se confirma que esta central eólica ingresó en operación comercial el 16 de junio de 2023. Por lo tanto, corresponde actualizar el archivo “SINAC.fzd” del modelo PERSEO, considerando la producción estimada en los archivos planos del FITA 2023¹:

RER64-CE PLOMITAS												
SICN-25												
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
BLOQUE1												
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	21.2250	24.6021	21.3966	22.0207	24.8439	17.2258	15.3607
2024	15.1261	17.1787	27.1153	22.9619	22.7442	21.2250	24.6021	21.3966	22.0207	24.8439	17.2258	15.3607
2025	15.1261	17.1787	27.1153	22.9619	22.7442	21.2250	24.6021	21.3966	22.0207	24.8439	17.2258	15.3607
BLOQUE2												
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	58.1042	67.6843	53.1428	61.2856	65.7664	49.6310	49.1719
2024	41.9877	39.1030	71.0496	60.2357	52.2374	58.1042	67.6843	53.1428	61.2856	65.7664	49.6310	49.1719
2025	41.9877	39.1030	71.0496	60.2357	52.2374	58.1042	67.6843	53.1428	61.2856	65.7664	49.6310	49.1719
BLOQUE3												
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	36.8127	41.4180	33.4530	35.2381	39.6296	26.2745	25.1570
2024	22.7682	25.4367	44.7602	39.8214	39.4940	36.8127	41.4180	33.4530	35.2381	39.6296	26.2745	25.1570
2025	22.7682	25.4367	44.7602	39.8214	39.4940	36.8127	41.4180	33.4530	35.2381	39.6296	26.2745	25.1570

2. Actualizar la fecha de puesta en servicio de la CS CLEMESI

En el compendio de “Supervisión de Contratos de Proyectos de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica - actualizado a setiembre 2023” por la División de Supervisión de Electricidad de OSINERGMIN (en adelante, el “Compendio”) que se muestra en Anexo adjunto, se confirma que esta central solar ingresará en operación comercial el 31 de octubre de 2023. Por lo tanto, se debe actualizar el archivo “SINAC.fzd” del modelo PERSEO, considerando la producción estimada en los archivos planos del FITA 2023.



..//

¹ Fijación de Tarifas en Barra mayo 2023 – abril 2024



EMPRESA SOCIALMENTE RESPONSABLE
EDICION 2021



BICENTENARIO DEL PERÚ
2021 - 2024



Generando Energía con Responsabilidad Social

Pág. 2

RER66-CS CLEMESI												
SIS-51												
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
BLOQUE1												
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
BLOQUE2												
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	31.6182	36.8599	35.6621
2024	9.3929	25.7996	21.2644	31.2683	26.2650	26.2669	24.6876	26.6389	30.7063	31.6182	36.8599	35.6621
2025	9.3929	25.7996	21.2644	31.2683	26.2650	26.2669	24.6876	26.6389	30.7063	31.6182	36.8599	35.6621
BLOQUE3												
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

3. Actualizar la fecha de puesta en servicio de la CS YARUCAYA

En el Compendio se confirma que la central solar Yarucaya ingresó en operación comercial el 26 de setiembre de 2021. Por lo tanto, se debe actualizar en el archivo "SINAC.fzd" del modelo PERSEO, considerando la producción estimada en los archivos planos del FITA 2023.

RER65 CS YARUCAYA												
SICN-20												
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
BLOQUE1												
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
BLOQUE2												
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	0.3038	0.2981	0.3105
2022	0.2017	0.1789	0.2541	0.2186	0.2285	0.2010	0.2195	0.2507	0.2590	0.3038	0.2981	0.3105
2023	0.2017	0.1789	0.2541	0.2186	0.2285	0.2010	0.2195	0.2507	0.2590	0.3038	0.2981	0.3105
2024	0.2017	0.1789	0.2541	0.2186	0.2285	0.2010	0.2195	0.2507	0.2590	0.3038	0.2981	0.3105
2025	0.2017	0.1789	0.2541	0.2186	0.2285	0.2010	0.2195	0.2507	0.2590	0.3038	0.2981	0.3105
BLOQUE3												
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



ANEXO 2.2

San Isidro, 15 de junio de 2023

COES/D/DP-653-2023

Señor

Daniel Cámac Gutiérrez

VP Comercial

ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A.

Presente -

Asunto: **Inicio de Operación Comercial de las Instalaciones del Proyecto "Central Eólica Punta Lomitas de 260 MW – Etapa II"**

Ref.: (1) Carta N° ENG/384-2023 recibida el 01.06.2023
(2) Carta N° COES/D/DP-652-2023 del 14.06.2023

De mi consideración:

Me dirijo a usted en atención a la comunicación de la referencia (1), mediante la cual ha solicitado el inicio de Operación Comercial de las Instalaciones del Proyecto "Central Eólica Punta Lomitas de 260 MW – Etapa II".

Al respecto, luego de haberse verificado el cumplimiento de los requisitos exigidos por el Procedimiento Técnico N° 20 del COES (PR-20) y, que la instalación del proyecto se encuentra integrada al SEIN con la referencia (2), esta Dirección aprueba la Operación Comercial de la central eólica Punta Lomitas a partir de las 00:00 horas del 16.06.2023, con una Potencia Nominal de 260 MW y 50 aerogeneradores.

Cabe precisar, que el valor de Potencia Nominal de la central eólica se basa en información declarada en su Ficha Técnica y será considerada para todos los efectos en el COES.

Sin otro particular, hago propicia la ocasión para saludarlo.

Atentamente,

Firmado digitalmente por:
FREDDY ANTONIO PORTAL
WONG
Motivo: Soy el autor del
documento
Fecha: 15/06/2023 07:59:47-0500

FPW/YJD
C.c.: D, SNP, SPI, SPR, SEV, SCQ, SME, SGL, DTI, OSINERGMIN [GSE], MINEM [DGE]
Exp.: 202300003633

- Av. Los Conquistadores N 1144,
San Isidro, Lima – Perú.
+51 611 8585
www.coes.org.pe



ANEXO 2.3



CENTRAL SOLAR CLEMESÍ

EMPRESA CONCESIONARIA		ENEL GENERACION PERU S.A.A.	
DESCRIPCIÓN			
La central tendrá una potencia nominal de 114,93 MW, que se obtendrá mediante la instalación de 229 140 módulos fotovoltaicos. La conexión al SEIN será a través de la barra en 220 kV de la SE. Rubí 220/33 kV. El proyecto contempla implementar una bahía de transformador en el lado de 220 kV de la SE. Rubí 220/33 kV, para recibir al transformador de la C.S. Clemesi.			
UBICACIÓN			
Departamento	MOQUEGUA		
Provincia	MARISCAL NIETO		
Distrito	MOQUEGUA		
Altitud (msnm)	1.503,00		
DATOS TÉCNICOS DE CENTRAL			
Tipo de Central	Fotovoltaica		
Fuente de Energía	Sol		
DATOS DEL TRANSFORMADOR O AUTOTRANSFORMADOR DE POTENCIA			
Tipo de Transformador	Trifásico		
Marca	CHINT		
Año de Fabricación	2022		
Relación de Transformación (kV)	33/220		
Potencia Nominal (MVA)	100/120 (ONAN/ONAF)		
Grupo de Conexión	YNd11		
DATOS DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS			
Tecnología	Monocristalino tipo P Bifacial		
Potencia (W)	535,00		
Marca	JINKO SOLAR		
Modelo	JKM535M-72HL4-BDVP		
Año de Fabricación	2022		
DATOS DEL INVERSOR			
Marca	SUNGROW		
Año de Fabricación	2022		
Potencia	3.13		
Tensión de Salida (kV)	0.60		
DATOS DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN			
Tipo de Centro de Transformación	Centro de Transformación		
Cantidad de Centros de Transformación	19		
Marca	SG625HV-MV		
Año de Fabricación	2022		
Potencia (MVA)	6.25		
Relación de Transformación (kV)	0.6/0.6/33		
Grupo de Conexión	Dy11y11		
DATOS DE CONTRATO		HITOS	
Tipo de Contrato	Contrato de Concesión Definitiva de Generación con RER	Inicio de Obras	24/04/2022
Fecha de firma	30/06/2021	Puesta en Operación Comercial	29/04/2023
Fecha de POC	29/04/2023		
Resolución de otorgamiento	R.M. N° 061-2021-MINEM/DM		
Vigencia de contrato (años)	Indefinida		
Potencia instalada (MW)	114,93		
Monto de garantía (US\$)	2.150.000,00		
Monto de inversión (US\$ millones)	80,70		
Número de contrato	560-2021		
Empresa Supervisora	Enel Green Power Perú S.A.C.		
INFORMACIÓN RELEVANTE			
<ul style="list-style-type: none"> Mediante R.M. N° 061-2021-MINEM/DM publicado el 26.03.2021, el MINEM otorgó la concesión definitiva para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica con Recursos Energéticos Renovables en el proyecto "Central Solar Clemesi". El 03.04.2023, mediante R.M. N° 136-2023-MINEM/DM, el MINEM aprobó la primera modificación de la concesión definitiva de generación, la cual incluye, entre otros, la nueva configuración de la Central, a fin de modificar la potencia instalada de 116,45 a 114,93 MW. El 12.04.2023, el COES mediante carta N° COES/D/DP-390-2023, dio conformidad al Estudio de Operatividad para la conexión al SEIN de la C.S. Clemesi de 114,93 MW. El 28.06.2023, el COES mediante Carta N° COES/D/DP-698-2023, autorizó la conexión para continuar con el desarrollo de las Pruebas de Puesta en Servicio del proyecto C.S. Clemesi de 114,93 MW y sus Instalaciones de Transmisión, hasta el 31.10.2023. La Garantía de Fiel Cumplimiento para la ejecución de la obra está vigente hasta 31.10.2023. Se viene ejecutando trabajos tales como: trabajos civiles: vallado perimetral, caminos internos planta fotovoltaica y fundación de centros de transformación; trabajos mecánicos: instalación de trackers, montaje de paneles, conversion units y de string box, y trabajos eléctricos: tendido de cable solar y conexionado de paneles. A la fecha, el proyecto se encuentra inyectando energía al sistema en etapa de prueba. El avance físico y global del proyecto es de 90% y 91%, respectivamente. Según el cronograma de ejecución de obras, la POC estaba prevista para el 29.04.2023; sin embargo, no se cumplió. El 28.04.2023, la Concesionaria solicitó ante el MINEM ampliación de plazo para la POC, el cual se encuentra en evaluación. El monto de Inversión será de aproximadamente 80,7 MM USD, según lo informado por la Concesionaria. 			
ESQUEMA UNIFILAR			
<p>División de Supervisión de Electricidad Unidad de Supervisión de Inversión en Electricidad - Octubre 2023</p>			



Vista panorámica de la planta solar



Módulos fotovoltaicos bifaciales instalados



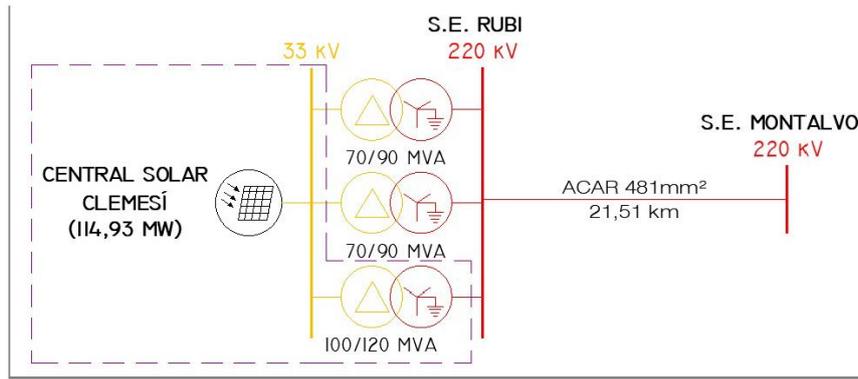
Conversion Units correspondiente al Subcampo 02



Transformador de Potencia de 100/126 MVA



Ubicación



ANEXO 2.4

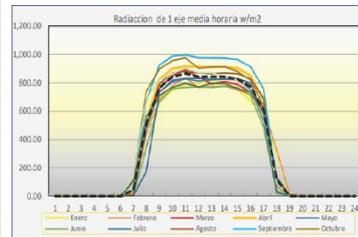


CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA YARUCAYA

EMPRESA CONCESIONARIA		EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA COLCA S.A.C	
DESCRIPCIÓN			
La central tendrá una capacidad de 1,25 MW, que se obtendrá mediante la instalación de 3 070 módulos fotovoltaicos de 530 Wp. La conexión al SEIN será a través de la Central Hidroeléctrica Yarucaya. Será necesario trazar una línea subterránea desde el centro de transformación de la C.S.F. Yarucaya hasta la barra existente de 13,8 kV de la Central Hidroeléctrica Yarucaya			
UBICACIÓN			
Departamento	LIMA		
Provincia	HUAURA		
Distrito	SAYAN		
Altitud (msnm)	1,031.00		
DATOS TÉCNICOS DE CENTRAL			
Tipo de Central	Solar Fotovoltaica		
Fuente de Energía	Sol		
DATOS DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS			
Tecnología	Silicio Monocristalino		
Potencia (W)	1.25		
DATOS DEL INVERSOR			
Potencia	0.63		
Tensión de Salida (kV)	0.35		
DATOS DE CONTRATO		HITOS	
Tipo de Contrato	Contrato de Concesión Definitiva de Generación con RER	Puesta en Operación Comercial	26/09/2021
Fecha de firma	11/11/1000		
Fecha de POC	26/09/2021		
Vigencia de contrato (años)	Indefinida		
Potencia instalada (MW)	1.25		
Monto de inversión (US\$ millones)	1.39		



Vista de planta de la C.S.F. Yarucaya

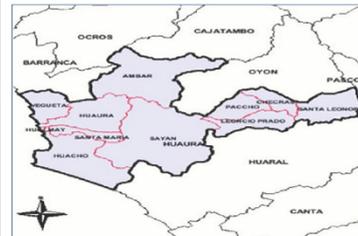
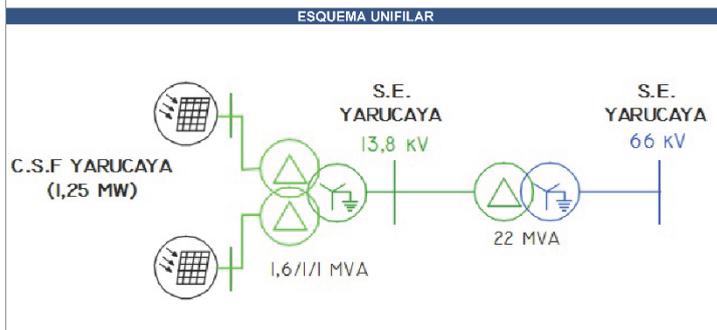


Radiación Mensual del Proyecto C.S.F. Yarucaya

- El proyecto a desarrollar estará ubicado en el Distrito de Sayán, Provincia de Huaura, perteneciente al Departamento de Lima.
- La central tendrá una potencia nominal de 1,25 MW. La central para llegar a dicha potencia se instalarán 3 070 módulos fotovoltaicos de 530 Wp de potencia nominal cada uno, los módulos serán montados en estructuras metálicas fijas de aluminio, para realizar la conversión de energía de corriente continua a energía de corriente alterna se instalarán 7 inversores tipo on-grid de potencia nominal 185 kVA cada uno obteniendo una capacidad en AC de 1 295 kVA.
- Mediante Carta COES/D/DP-722-2021 del 13.05.2021, el COES, ante la consulta de la empresa Colca Solar S.A.C., sobre la necesidad de presentar el Estudio de Operatividad (EO) para la conexión al SEIN del proyecto, indicó que según lo establecido en el numeral 2 del Procedimiento Técnico del COES N° 20 "Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones del SEIN" (PR-20), la instalación de su proyecto se encuentra fuera del alcance de aplicación del PR-20, en ese sentido, deberá realizar las coordinaciones y autorizaciones para la conexión de su proyecto directamente con el titular del Punto de Conexión tal como señala el numeral indicado.
- El 22.07.2021, la DREM-Lima publicó en EL Peruano, comunicación a la ciudadanía sobre la Concesión Definitiva de Generación con RER C.S.F. Yarucaya, detallando que la Empresa Colca Hydro S.A.C., representada por su representante legal el Señor Manuel Muñoz Najar Castañeda, presenta ante su despacho el expediente de concesión definitiva, asimismo, indicó que los interesados podrán presentar sus recomendaciones aportes u observaciones sobre el expediente en mención.
- Punto de Conexión: El proyecto se conectará al SEIN en la barra de 13,8 kV de la Central Hidroeléctrica Yarucaya. Se va a trazar una línea subterránea desde el centro de transformación de la CSF Yarucaya hasta la barra existente de 13,8 kV de la Central Hidroeléctrica Yarucaya.
- Mediante Carta COES/D/DP-1431-2021 del 24.09.2021, el COES aprobó la Operación Comercial de la Central Solar Yarucaya con una potencia nominal de 1.295 MW a partir de las 00:00 horas del 26.09.2021.



S.E. Yarucaya



Ubicación

Anexo 2

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/)	
	May23-Abr24	May23-Abr24
GR TARUCA S.A.C	5,165	5,165
ANDEAN POWER S.A.	2,621	2,621
COMPAÑIA ELECTRICA EL PLATANAL S.A.	9,943	9,943
CHINANGO S.A.C.	15,882	15,882
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA AREQUIPA S.A.	345,814	345,814
EMPRESA DE GENERACION HUALLAGA S.A.	101,502	101,502
EMPRESA DE GENERACION HUANZA S.A.	1,093	1,093
EGEJUNÍN TULUMAYO - V.S.A.C.	13,989	13,989
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA MACHUPICCHU S.A.	81,512	81,512
EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA DEL SUR S.A.	14,955	14,955
ELECTROPERÚ S.A.	314,882	314,882
EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA SANTA LORENZA S.A.C.	1,686	1,686
EMPRESA ELÉCTRICA AGUA AZUL S.A.	15,453	15,453
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DE JUNÍN S.A.C.	10,599	10,599
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SANTA ANA S.R.L.	1,106	1,106
ENEL GENERACION PERU S.A.A	118,644	118,644
ENEL GREEN POWER S.A.	117	117
ENEL GENERACION PIURA S.A.	55,699	55,699
ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A.	82,225	82,225
FENIX POWER PERÚ S.A.	16,392	16,392
GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	38,269	38,269
GR PAINO S.A.C.	5,389	5,389
KALLPA GENERACION S.A.	85,824	85,824
LA VIRGEN S.A.C.	10,406	10,406
INLAND ENERGY S.A.C.	22,918	22,918
ORAZUL ENERGY PERU S.A.	222,269	222,269
PETRAMAS S.A.C.	4,981	4,981
EMPRESA ELÉCTRICA RIO DOBLE S.A.	33,477	33,477
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SAN GABÁN S.A.	46,193	46,193

TITULAR	Compensación Mensual (S/)	
	May23-Abr24	May23-Abr24
STATKRAFT PERÚ S.A.	42,926	42,926
SUDAMERICANA DE ENERGÍA S.A.	194	194
TERMOCHILCA S.A.	5,657	5,657
TERMOSELVA S.R.L.	7,792	7,792
UNACEM	132	132