

San Isidro, 10 de febrero de 2025

COES/D/DO-071-2025

Señores Participantes del Mercado Mayorista de Electricidad y otros:

Carlos Izquierdo García	AGROAURORA	Edgardo Wong Lu	AGROINDUSTRIAL PARAMONGA
Helbert Galindo Hurtado	INFRAESTRUCTURA ENERGIA PERÚ	Efraín Wong Lu	
Irwin Frisancho Triveño	KALLPA/ ORAZUL	Pedro Cruz Vine	ORYGEN PERÚ S.A.A./CHINANGO
Rafael Ferreyros Cannock	TERMOSELVA	Luis Chiok Valle	ENEL GENERACIÓN PIURA
Carlos Lopez Montesinos	SAMAY I	Javier Hanza Raffo	PERUANA INVERSIONES RENOVABLES
Marciano Izquierdo Bello	HUAURA POWER GROUP	Eduardo Rivas Alfaro	CELEPSA RENOVABLES/ CELEPSA
Humberto Armas Infante	EMPRESA DE GENERACIÓN HUALLAGA	Jorge Ponce Flores	PLUZ ENERGÍA PERÚ
Fernando Vega Sanchez	ATRIA ENERGÍA	Mirella Marsano Baca	ELÉCTRICA YANAPAMPA
Sandra Becerra Aranzaes	EGEJUNIN	Álvaro Arias Roda	EGE SANTA ANA
Ana Cecilia Lengua Jayo	EMGHUANZA/ CONENHUA	Alexis Osorno Falla	EMPRESA DE GENERACIÓN CANCHAYLLO
Luis Salas Palacios	EGASA	Juan Flores Carcahusto	EGESUR
Edgar Venero Pacheco	EGEMSA	Gustavo Gárnica Salinas	SAN GABÁN
Anddy Rodriguez Luna	ELECTROPERÚ	Isidoro Pardilla Gago	RÍO DOBLE
Gabriela Vásquez Mejía Sander	ENERGÍA EÓLICA	El Mehdi Ben Maalla	ENGIE
Freddy Ramirez Almanza	GEPSA	Juan Cayo Mata	FENIX POWER
Samir Abder Rahim Laos	MAJES ARCUS / REPARTICIÓN ARCUS	Manuel Jesus Mayorga Oré	HIDROCAÑETE
Frank Maita Benito	HIDROELECTRICA HUANCHOR	El Mehdi Ben Maalla	GR TARUCA/ GR PAINO
Guillermo Javier Camino Bellido	MAJA ENERGÍA	Norvic Chicchon Ugarte	MOQUEGUA FV /PANAMERICANA SOLAR
Samir Abder Rahim Laos	PARQUE EÓLICO MARCONA/ PARQUE EÓLICO TRES HERMANAS	Esther Zapatero Muñoz	TACNA SOLAR
Sebastian Daniel Sagües Mole	PLANTA DE RESERVA FRIA ETEN	Carlos Diego Soria Dallórso	PETRAMÁS
Alberto Silva Silva	SDF ENERGIA	Pompeyo Aguirre Pérez	EMPR. ELÉCTRICA AGUA AZUL
Branislav Zdravkovic	RIO BAÑOS/SINERSA	Guohua Li	SHOUGESA
Eduardo Rivas Alfaro	TERMOCHILCA	Juan Manuel Lopez Teves	STATKRAFT PERÚ
Alexis Osorno Falla	GENERACIÓN ANDINA	Vinicius Andrade de Medeiros	LA VIRGEN
Samir Abder Rahim Laos	INLAND ENERGY	Juan Antonio Sturla Venturo	CENTRALES SANTA ROSA
Orlando Quilcate Ramírez	AGROINDUSTRIAS SAN JACINTO	José Antonio Ramírez Murillo	ANDEAN POWER
Miluska Cervantes Cornejo	MINERA CERRO VERDE	Marciano Izquierdo Bello	COLCA SOLAR
Alexis Osorno Falla	GENERACIÓN ANDINA	Mario Rocco Zetola Burneo	BIOENERGÍA LA CHIRA
Jose Manuel Tierno	KONDU	Lionel Alberto Roa Burgos	ENERGIA RENOVABLE DEL SUR
Abraham Castillo Anticona	GM OPERACIONES	Esther Garcia-Zapatero Muñoz	GR CORTARRAMA S.A.C.
Augusto Navarro Coquis	MINERA ANTIMINA	Mattia Marelli	ASOCIACIÓN SANTA LUCIA DE CHACAS
		Juan Manuel Lopez Teves	INVERSIONES SHAQSHA S.A.C.

Asunto: Pagos mensuales por Liquidación de la Valorización de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas, correspondiente al mes de enero 2025

De nuestra consideración:

Me dirijo a ustedes de conformidad con lo establecido en el Procedimiento Técnico N° 10 del COES-SINAC (PR-10), para remitirles el Informe COES/D/DO/SME-INF-034-2025 del 10 de febrero de 2025 que contiene la Liquidación de la Valorización de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas, correspondiente al mes de enero de 2025, la misma que esta Dirección aprueba conjuntamente con el informe que la sustenta; asimismo, cabe indicar que los pagos mensuales indicados en el asunto, no incluyen el Impuesto General a las Ventas.

El informe que sustenta la presente valorización de transferencias se encuentra publicado en el portal de internet del COES:

<https://www.coes.org.pe/Portal/mercadomayorista/liquidaciones>

Cabe señalar que, de acuerdo al numeral 9.4 del PR-10, la notificación de la presente carta se hace vía correo electrónico a todos los Participantes y se entiende efectuada al día hábil siguiente de remitido el referido correo a la dirección o direcciones que consten en el Registro COES¹. Por lo tanto, la presente decisión del COES podrá ser impugnada por los Integrantes Registrados hasta el 04.03.2025.

Sin otro particular, hacemos propicia la oportunidad para saludarlos.

Atentamente,

<@wsifuentes@>

Adj.: Lo indicado.
C.c.: D, SME, DJR.

¹ Es preciso indicar que, por política ambiental del COES, las Valorizaciones serán notificadas vía correo electrónico y ya no se remitirá copia en físico.



**INFORME COES/D/DO/SME-INF-034-2025
LIQUIDACIÓN DE LAS VALORIZACIONES DE SERVICIOS
COMPLEMENTARIOS E INFLEXIBILIDADES
OPERATIVAS**

**SUBDIRECCIÓN DE
MERCADO ELÉCTRICO
CORRESPONDIENTE:
ENERO 2025**

1. OBJETIVO

Determinar la Liquidación de la Valorización de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas entre Participantes correspondiente a enero de 2025.

2. REFERENCIAS Y MARCO APLICABLE

- 2.1 La Liquidación de la Valorización de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas (LSCIO) se realiza teniendo en cuenta los criterios establecidos en el Procedimiento Técnico N° 10 “Liquidación de la Valorización de las Transferencias de Energía Activa y la Valorización de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas”, aprobado con Resolución OSINERGMIN N° 187-2017-OS/CD del 14.09.2017.
- 2.2 Se considera en el informe las compensaciones descritas en los Procedimientos Técnicos COES: i) PR-08 “Criterios de seguridad operativa de corto plazo para el SEIN”, ii) PR-09 “Coordinación de la Operación en Tiempo Real del SEIN”, iii) PR-15 “Valorización de Transferencias de Energía Reactiva”, iv) PR-22 “Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia”, v) PR-33 “Compensaciones de los Costos Operativos Adicionales de las Unidades de Generación Térmicas” vi) y PR-21 “Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia”.

3. CONSIDERANDOS DEL MES DE VALORIZACIÓN

3.1 En el presente informe se ha considerado lo siguiente:

- Informe COES/D/DO/SME-INF-027-2025 “Análisis Económico del Despacho – enero 2025”.
- Informe COES/D/DO/SME-INF-028-2025 “Informe de cálculo de Costos Marginales de Corto Plazo – enero 2025”.
- Informe COES/D/DO/SME-INF-026-2025¹ “Evaluación de los Servicios Complementarios correspondiente a la Regulación Primaria de Frecuencia – enero 2025”.
- Informe COES/D/DO/SME-INF-029-2025 “Evaluación de los Servicios Complementarios correspondientes a la Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF) – enero 2025”.

3.2 El tipo de cambio considerado es el valor de venta para el dólar de Estados Unidos de América, determinado por la Superintendencia de Banca y Seguros del Perú, al último día hábil del mes

¹ De acuerdo con lo señalado en el [Informe D/DO/SME-INF-152-2021](#), para la evaluación del cumplimiento de la RPF a partir del mes de agosto 2021, se utilizará el modelo KUMPLY 1.1. La documentación necesaria para la utilización del modelo, el manual de metodología, así como el informe de validación respectivo, se encuentran en el sistema extranet del COES (<https://www.coes.org.pe/extranet>), en la opción Modelos de Optimización

en valorización (31 de enero de 2024), el cual es 3.728 Soles por Dólar (Dólar de Estados Unidos de Norteamérica).

- 3.3 Mediante Oficio N° 029-2020-MINEM/DGE, el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) ha señalado que existe una **diferencia** entre los costos a reconocer contemplados tanto en los Contratos de las Centrales de Reserva Fría y en el Procedimiento Técnico del COES N° 33 vigente; asimismo, ha precisado que, en caso de conflicto o incoherencia, debe prevalecer lo estipulado en los Contratos.

Sobre este punto, la posición adoptada por el MINEM, quien es parte del Contrato en calidad de CONCEDENTE, resulta contraria a la interpretación que el COES ha venido aplicando hasta la valorización de noviembre 2019.

En vista de la posición adoptada por el MINEM, el COES no reconocerá el Costo de mantenimiento por arranque-parada (CCMarr) a las Centrales de Reserva Fría, correspondiendo a las partes solucionar los conflictos y/o controversias conforme lo establece sus respectivos Contratos.

- 3.4 La valorización de las transferencias de energía reactiva se realiza por Unidad de Generación de acuerdo con el numeral 7.1 del PR-15. En el caso de las centrales térmicas e hidráulicas, la Unidad de Generación está definida en el Glosario de Términos del COES, para el caso de las Centrales Eólicas y Solares se considera como unidad de generación a la central en su conjunto, de manera similar al de las centrales hidráulicas.
- 3.5 El cálculo del cargo por incumplimiento de la RPF dispuesto en el numeral 13 del PR-21, considera los siguientes valores vigentes: $FaC=0.26^2$, $RPF=2.5\%^3$ y $COR=2,465.8 S/MW-día^4$.
- 3.6 El Precio Límite de Ofertas admitidas para el Mercado de Ajuste de la Regulación Secundaria de Frecuencia para el periodo de enero a diciembre 2025 es de $11.6 S//kW-mes^5$.
- 3.7 Para el caso de las unidades de ciclo combinado, el cálculo del cargo por incumplimiento CargoINC e Incentivo al cumplimiento correspondiente a la evaluación del RPF toma en consideración la Decisión COES/D-357-2024, el cual contempla el aporte de Potencia Efectiva en cada uno de sus modos de operación.
- 3.8 De acuerdo con el numeral 2.4 del Informe de Análisis de la Ejecución del Despacho Económico enero 2025 COES/D/DO/SME-INF-027-2025, se identificaron las centrales y sus correspondientes periodos donde operaron debido a sus Restricciones Operativas, los criterios para su evaluación se encuentran en el referido informe técnico.

² Informe COES/D/DO/SME-INF-196-2024, publicado el 22.10.2024

³ Resolución OSINERGMIN N° 194-2024-OS/CD, publicada el 27.11.2024

⁴ Informe COES/D/DO/SME-INF-213-2024 publicado el 25.11.2024

⁵ Comunicado N° 051-2024-GRT del 27.12.2024

Cabe resaltar que, las compensaciones que se determinan en el Cuadro 6 del presente informe corresponden a las establecidas en el numeral 7 del Procedimiento Técnico COES N° 33, es decir, corresponden a las compensaciones por Inflexibilidades Operativas. Por lo tanto, los periodos donde las centrales operaron por sus Restricciones Operativas Temporales quedan excluidos de estas compensaciones por tratarse de periodos de operación diferentes a los de sus Inflexibilidades Operativas.

- 3.9 De acuerdo con el numeral 7.1 del Procedimiento Técnico PR-33, la compensación $CCbef$ reconoce los costos de arranque-parada, y de baja eficiencia en rampas de Incremento y Disminución de Generación. Para esto, se contabilizan los arranques y paradas de las Unidades de Generación térmica mediante las variables na y np .

Ahora bien, las Unidades de Generación térmicas se definen en el Glosario de términos de COES como el arreglo motor primo, generador y transformador asociado. Así, específicamente el caso de las unidades TV de los ciclos combinados configuran una Unidad de Generación térmica según la definición del Glosario de términos del COES y, como consecuencia, le corresponde la compensación $CCbef$.

Por otro lado, la formulación del $CCbef$ internaliza a los costos $CCbefa$ y $CCbefp$, los cuales son informados por los Generadores al COES. Sin embargo, no se dispone de manera individual estos costos de los Grupos TV de los ciclos combinados. En ese orden de ideas, de acuerdo con el numeral 5.2.1 del PR-33, el COES utiliza la mejor información disponible poniendo en conocimiento de los Integrantes lo siguiente:

Que, el costo $CCbefa$ de los Grupos TV que no reportaron de manera individualizada información al respecto, será determinado mediante la diferencia entre el costo del modo de operación en ciclo combinado y las TGs del modo de operación.

$$CCbefa(TV) = CCbefa(ciclo\ combinado_x) - CCbefa(TG \in ciclo\ combinado_x)$$

$$CCbefp(TV) = CCbefp(ciclo\ combinado_x) - CCbefp(TG \in ciclo\ combinado_x)$$

- 3.10 Considerando lo establecido en el numeral 3.3 del PR-21, un Equipo para RPF pertenece o forma parte de un Grupo o Central de generación y debe encontrarse dentro de sus instalaciones. Como consecuencia, para efectos de:

Compensaciones por Inflexibilidades Operativas

Para el cálculo de la energía a compensar (Eq), la medición integrada en intervalos de 15 minutos de la operación de los Equipos para RPF deberá agregarse aritméticamente (resultados positivos y negativos) a la energía inyectada del Grupo o Central correspondiente:

- En caso el Equipo para RPF se encuentre asociado a un Grupo, el registro de energía de su operación se agrega aritméticamente (resultados positivos y negativos) a la energía inyectada del Grupo.
- En caso el Equipo para RPF se encuentre asociado a una Central, el registro de energía de su operación se reparte proporcionalmente en función a la energía de los Grupos en servicio que componen a la Central.
- En caso el Grupo o Central a la cual se encuentra asociado el Equipo para RPF se encuentre fuera de servicio, no se considera la energía del Equipo para RPF.

Regulación Secundaria de Frecuencia

La medición integrada en intervalos de 15 minutos de la operación de los Equipos para RPF deberá agregarse aritméticamente (resultados positivos y negativos) a la Producción de energía del Participante Generador para efectos del cálculo del Pago Mensual del Participante por RSF:

- En caso el Equipo para RPF se encuentre asociado a un Grupo, el registro de energía de su operación se agrega aritméticamente (resultados positivos y negativos) a la energía inyectada del Grupo.
- En caso el Equipo para RPF se encuentre asociado a una Central, el registro de energía de su operación se divide proporcionalmente entre la energía de los Grupos en servicio que componen a la Central.
- En caso el Grupo o Central a la cual se encuentra asociado el Equipo para RPF se encuentre fuera de servicio, no se considera la energía del Equipo para RPF.

Para la presente liquidación, el criterio descrito en los párrafos previos, se aplica a las centrales Ventanilla, Yarucaya, 8 de Agosto, Chilca 1 y Kallpa.

3.11 Habiéndose publicado la Resolución Ministerial N° 001-2025-MINEM-VMH, el presente informe considera la activación del Mecanismo de Racionamiento para el abastecimiento de Gas Natural en aplicación de la Disposición Complementaria Final del RMME, teniendo en consideración lo señalado en el numeral 5.4.10 de la NTCOTRSI: “Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados”, para los siguientes periodos:

- De las 23:00 h del 15.01.2025 a las 06:00 h del 18.01.2025

La presente liquidación de LSCIO ha considerado la asignación de la energía generada asociada al Gas Natural cedido, a los generadores que lo cedieron de acuerdo con los porcentajes de distribución determinados en la LVTEA.

Al respecto, como parte de la LVTEA, el COES ha recibido información provisional de volúmenes de Gas Natural y de Entregas asociadas a la producción con gas natural, por parte de las empresas Generadoras las cuales deberán ser ratificadas o ajustadas para la Revisión 1 de la referida liquidación. Esta información procesada es insumo para la LSCIO, en ese

sentido, los resultados pueden ser actualizados en la Revisión 1 de acuerdo con una eventual actualización en la LVTEA Revisión 1.

Respecto a los saldos de meses anteriores

3.12 El presente informe incluye los saldos de ajustes de los meses anteriores siguientes:

a) Diciembre 2024 - Rev.01

- ✓ Actualización de la recaudación de excesos de consumo de energía reactiva de los clientes de los Participantes del MME y RND.
- ✓ Actualización de los Retiros de Energía asociados a la Valorización de Energía Activa.

4. RESULTADOS

- En el Cuadro 1 “Pagos por Liquidaciones de la Valorización de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas” se presenta los pagos que se derivan del resultado de las LSCIO de enero de 2025.

5. ANEXOS

LSCIO

En el Cuadro 2 se presenta el Saldo de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas Neto de cada Participante, el cual incluye la Redistribución de las Compensaciones debido a la repartición de energía generada con el Gas Natural cedido, conforme se indica en el numeral 3.11 del presente informe.

Valorización de transferencias de energía reactiva

En el Cuadro 3 se presentan los Saldos netos de la valorización de transferencias de energía reactiva de cada Participante.

En el Cuadro 4 se presentan los Saldos asignados a cada Participante (SAFR) del periodo octubre 2016 a enero 2025.

Compensación por reserva rotante para regulación secundaria de frecuencia

En el Cuadro 5 se presenta los Saldos netos de la compensación por Regulación Secundaria de Frecuencia de cada Participante el cual incluye la Redistribución de asignación de pagos de RSF debido a la repartición de energía generada con el Gas Natural cedido, conforme se indica en el numeral 3.11 del presente informe.

Compensación por costos operativos adicionales

En el Cuadro 6 se presenta el resumen de compensaciones por costos operativos de Arranque - Parada y de Baja Eficiencia Rampa de Incremento y Disminución de Generación (CCBef), costos de Mantenimiento por Arranque-Parada (CMarr) y Costos de combustibles adicionales en las Rampas de Incremento y Disminución de Generación (CCCadid) de cada Participante.

Recálculo del Cuadro de liquidación

En el Cuadro 7, se presentan los Saldos correspondientes a lo indicado en el numeral 3.12 del presente informe.


.....
ING. EDUARDO ENRIQUEZ COAQUIRA
SUB DIRECTOR DE MERCADO ELÉCTRICO
COES



Lima, 10 de febrero de 2025



CUADRO N° 1
Pagos por Liquidaciones de la Valorización de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas (S/)
Enero-2025

COES/D/DO/SME-INF-034-2025

PARA	RUC	GR TARUCA SOCIEDAD ANONIMA CERRADA 20600767063	GR PAINO SOCIEDAD ANONIMA CERRADA 20600788737	TERMOSELVA 20352427081	PLANTA DE RESERVA FRIA DE GENERACION DE ETEN S.A. 20544229118	SHOUGESA 20325493811	TERMOCHILCA S.A.C. 20518630891	SAMAY I S.A.C. 20537698889	ENEL GENERACION PIURA S.A. 20270508163	MINERA CERRO VERDE 20170072465	ENGIE 20333363900	ORYGEN PERÚ S.A.A. 20330791412	FENIX POWER PERÚ 20509514641	KALLPA GENERACION S.A. 20538810682	TOTAL
ELECTROPERU	20100027705	2,220.41	2,371.02	2,933.55	5,737.14	7,309.57	44,715.63	67,270.37	245,778.92	303,190.36	543,421.79	603,237.59	1,257,215.83	2,245,210.58	5,330,612.77
STATKRAFT S.A	20269180731	482.72	515.46	637.76	1,247.27	1,589.12	9,721.27	14,624.72	53,432.85	65,914.21	118,141.03	131,145.11	273,321.33	488,113.45	1,158,886.30
EMPRESA DE GENERACION HUALLAGA	20507024051	451.01	481.60	595.87	1,165.33	1,484.73	9,082.67	13,664.01	49,922.79	61,584.24	110,380.22	122,530.05	255,366.58	456,048.78	1,082,757.88
ORAZUL ENERGY PERÚ	20601605385	337.99	360.92	446.55	873.32	1,112.68	6,806.70	10,240.02	37,412.93	46,152.20	82,720.68	91,825.95	191,375.74	341,770.15	811,435.84
CELEPSA	20512481125	271.63	290.06	358.88	701.85	894.22	5,470.29	8,229.52	30,067.36	37,090.78	66,479.49	73,797.06	153,801.47	274,667.78	652,120.38
EGEMSA	20218339167	239.98	256.26	317.06	620.07	790.02	4,832.89	7,270.63	26,563.95	32,769.01	58,733.38	65,198.31	135,880.71	242,663.83	576,136.11
SAN GABAN	20262221335	170.21	181.76	224.88	439.80	560.34	3,427.81	5,156.82	18,840.93	23,241.98	41,657.65	46,243.02	96,375.71	172,113.46	408,634.37
INLAND ENERGY SAC	20600676084	142.95	152.65	188.86	369.35	470.59	2,878.77	4,330.84	15,823.13	19,519.25	34,985.24	38,836.15	80,938.97	144,545.61	343,182.36
EGASA	20216293593	140.18	149.69	185.20	362.20	461.47	2,823.00	4,246.93	15,516.58	19,141.09	34,307.45	38,083.76	79,370.88	141,745.23	336,533.67
GM OPERACIONES S.A.C.	20609041219	103.93	110.98	137.31	268.53	342.13	2,092.96	3,148.66	11,503.93	14,191.13	25,435.41	28,235.15	58,845.27	105,089.38	249,504.78
ATRIA ENERGIA S.A.C.	20501860329	100.87	107.71	133.26	260.62	332.05	2,031.31	3,055.91	11,165.08	13,773.13	24,686.21	27,403.48	57,111.98	101,993.96	242,155.60
LA VIRGEN	20492925030	99.79	106.56	131.84	257.85	328.52	2,009.66	3,023.34	11,046.08	13,626.33	24,423.08	27,111.39	56,503.23	100,906.82	239,574.48
EMPRESA DE GENERACION HUANZA	20502432657	90.47	96.61	119.53	233.76	297.82	1,821.90	2,740.87	10,014.06	12,353.24	22,141.26	24,578.41	51,224.20	91,479.22	217,191.33
MINERA CERRO VERDE - GU	20170072465	73.64	78.63	97.29	190.27	242.41	1,482.95	2,230.96	8,151.02	10,055.01	18,022.05	20,005.78	41,694.32	74,460.19	176,784.51
GENERADORA DE ENERGIA DEL PERÚ	20417773542	71.38	76.22	94.31	184.43	234.98	1,437.49	2,162.57	9,701.16	12,467.79	21,767.17	24,177.74	40,416.25	72,177.47	171,365.47
EGEJUNIN	20524522871	65.12	69.54	86.04	168.27	214.39	1,311.50	1,973.03	7,208.64	8,892.51	15,938.45	17,692.83	36,873.88	65,851.55	156,345.75
SDF ENERGIA SAC	20512436090	57.16	61.03	75.51	147.68	188.15	1,151.02	1,731.60	6,326.56	7,804.38	13,988.14	15,527.85	32,361.81	57,793.64	137,214.53
GR CORTARRAMA SOCIEDAD ANONIMA CERRADA	20600766873	48.50	51.79	64.08	125.32	159.67	976.75	1,469.43	5,368.71	6,622.79	11,870.33	12,762.21	27,462.21	49,043.64	116,440.15
EGESUR	20279889208	46.31	49.46	61.19	119.67	152.47	932.71	1,403.17	5,126.63	6,324.16	11,335.08	12,582.76	26,223.90	46,832.19	111,189.69
ENERGIA RENOVABLE DEL SUR S.A.	20392847406	40.95	43.72	54.10	105.80	134.80	824.61	1,240.55	4,532.46	5,591.20	10,021.36	11,124.44	23,184.59	41,404.42	98,302.99
AGROAURORA S.A.C.	20600180631	39.26	41.92	51.87	101.44	129.24	790.60	1,189.38	4,345.52	5,360.58	9,608.02	10,665.60	22,228.32	39,696.65	94,248.38
CHINANGO S.A.C.	20518723040	36.90	39.41	48.76	95.35	121.49	743.20	1,118.07	4,084.99	5,039.21	9,032.00	10,026.17	20,895.69	37,316.76	88,598.02
BIOENERGIA DEL CHIRA S.A.	20525538576	30.87	32.96	40.78	79.76	101.62	621.68	935.26	3,417.05	4,215.23	7,555.15	8,386.77	17,478.98	31,215.00	74,111.13
CELEPSA RENOVABLES S.R.L.	20422764136	27.72	29.60	36.62	71.62	91.25	558.18	839.74	3,068.06	3,784.72	6,783.53	7,530.21	15,693.82	28,026.95	66,542.00
EMPRESA ELECTRICA AGUA AZUL	20538865312	26.46	28.25	34.95	68.36	87.09	532.78	801.52	2,928.41	3,612.46	6,474.78	7,187.48	14,979.52	26,751.31	63,513.36
EMPRESA ELECTRICA RIO DOBLE	20520616102	24.24	25.88	32.03	62.63	79.80	488.16	734.39	2,683.17	3,309.93	5,932.54	6,585.55	13,725.04	24,510.99	58,194.36
ENERGIA EÓLICA S.A.	20517049086	24.07	25.70	31.80	62.07	79.25	484.78	729.30	2,664.57	3,286.99	5,891.41	6,539.90	13,629.89	24,341.07	57,790.93
ANDEAN POWER S.A.C.	20503684242	22.77	24.31	30.08	58.82	74.95	458.48	689.75	2,520.05	3,108.71	5,571.89	6,185.20	12,890.66	23,020.90	54,656.57
AGROINDUSTRIAS SAN JACINTO S.A.A.	20116225779	22.75	24.30	30.06	58.79	74.91	458.23	689.36	2,518.64	3,106.97	5,568.76	6,181.72	12,883.42	23,007.97	54,625.87
PARQUE EOLICO TRES HERMANAS S.A.C.	20545084687	22.57	24.10	29.82	58.31	74.29	454.47	683.71	2,497.99	3,081.49	5,523.10	6,131.04	12,777.78	22,819.32	54,177.97
HIDROELECTRICA HUANCHOR S.A.C.	20546236073	19.38	20.69	25.60	50.07	63.80	390.26	587.11	2,145.07	2,646.13	4,742.79	5,264.84	10,972.52	19,595.37	46,523.63
EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA RIO BAÑOS S.A.C.	20537761670	16.48	17.59	21.77	42.57	54.24	331.82	499.20	1,823.87	2,249.91	4,032.62	4,476.50	9,329.53	16,661.22	39,557.32
SINERSA	20256391202	14.55	15.54	19.23	37.60	47.90	293.05	440.86	1,610.73	1,986.97	3,561.34	3,953.35	8,239.23	14,714.11	34,934.46
COLCA SOLAR S.A.C.	20492080064	13.76	14.69	18.17	35.54	45.28	277.01	416.73	1,522.56	1,878.22	3,366.41	3,736.96	7,788.25	13,908.72	33,022.29
EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA SANTA ANA S.A.C.	20543136591	11.81	12.61	15.61	30.52	38.88	237.87	357.85	1,307.46	1,612.86	2,890.81	3,209.01	6,687.94	11,943.72	28,356.96
AGRO INDUSTRIAL PARAMONGA S.A.	20135948641	10.35	11.05	13.67	26.74	34.07	208.39	313.51	1,145.44	1,413.00	2,532.58	2,811.35	5,859.18	10,463.67	24,842.99
GENERACIÓN ANDINA S.A.C.	20544955102	9.85	10.52	13.01	25.45	32.43	198.37	298.44	1,090.36	1,345.06	2,410.81	2,676.18	5,577.46	9,960.55	23,648.49
HUAURA POWER GROUP S.A.	20552721668	8.77	9.36	11.58	22.65	28.86	176.53	265.58	970.32	1,196.97	2,145.39	2,381.53	4,963.99	8,863.91	21,044.83
PERUANA DE INVERSIONES EN ENERGIAS RENOVABLES S.A.	20522447651	7.49	8.00	9.90	19.35	24.66	150.84	226.93	829.12	1,022.79	1,833.19	2,034.98	4,241.13	7,574.06	17,982.44
PARQUE EOLICO MARCONA S.A.C.	20535543349	7.22	7.71	9.54	18.66	23.78	145.47	218.84	799.55	986.32	1,767.82	1,962.41	4,089.88	7,303.95	17,341.14
PETRAMAS	20297566866	5.97	6.37	7.89	15.42	19.65	120.19	180.81	660.62	814.94	1,460.65	1,621.43	3,379.24	6,034.85	14,328.03
TACNA SOLAR SAC.	20535630829	4.31	4.60	5.69	11.13	14.19	86.79	130.56	477.02	588.45	1,054.70	1,170.80	2,440.07	4,357.62	10,345.94
PANAMERICANA SOLAR SAC.	20535552682	3.82	4.08	5.05	9.87	12.57	76.91	115.71	422.74	521.49	934.69	1,037.58	2,162.43	3,861.80	9,168.73
MAJES ARCUS S.A.C.	20535654094	3.13	3.34	4.14	8.09	10.31	63.05	94.85	346.53	427.48	766.18	850.52	1,772.58	3,165.58	7,515.77
MOQUEGUA FV S.A.C.	20544905181	3.13	3.34	4.13	8.09	10.30	63.02	94.81	346.41	427.32	765.91	850.22	1,771.95	3,164.45	7,513.09
ASOCIACIÓN SANTA LUCIA DE CHACAS	20408101531	3.00	3.20	3.96	7.74	9.86	60.33	90.76	331.59	409.04	733.15	813.85	1,696.15	3,029.08	7,191.70
EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA CANCHAYLLO SAC	20545538629	2.49	2.66	3.29	6.44	8.20	50.18	75.49	275.81	340.24	609.83	676.95	1,410.85	2,519.58	5,982.02
REPARTICIÓN ARCUS S.A.C.	20535653527	2.49	2.66	3.29	6.43	8.19	50.10	75.38	275.40	339.73	608.91	675.93	1,408.72	2,515.77	5,972.98
HIDROCAÑETE S.A.	20510409613	2.05	2.19	2.71	5.30	6.75	41.27	62.09	226.85	279.84	501.56	556.77	1,160.37	2,072.27	4,920.00
MAJA ENERGIA S.A.C.	20515431579	1.98	2.12	2.62	5.12	6.53	39.93	60.06	219.45	270.71	485.21	538.62	1,122.54	2,004.70	4,759.60
ELECTRICA YANAPAMPA SAC	20516484391	1.94	2.07	2.56	5.00	6.37	38.99	58.66	214.33	264.39	473.88	526.04	1,096.33	1,957.90	4,648.47
INVERSIONES SHAQSHA S.A.C.	20600170512	1.91	2.04	2.53	4.94	6.29	38.49	57.91	211.58	261.00	467.80	519.29	1,082.26	1,932.77	4,588.82
CENTRALES SANTA ROSA S.A.C.	20600771141	1.58	1.68	2.08	4.08	5.19	31.77	47.79	174.61	215.40	386.07	428.56	893.17	1,595.08	3,787.07
KONDU SAC	20608589164	0.05	0.05	0.07	0.13	0.17	1.03	1.55	5.65	6.97	12.50	13.88	28.92	51.65	122.62
TOTAL		5,690.31	6,076.28	7,517.91	14,702.75	18,732.47	114,594.12	172,395.87	629,865.28	776,995.34	1,392,643.91	1,545,935.73	3,221,906.06	5,753,870.91	13,660,926.95

El cuadro N°1 incluye los saldos generados por las siguientes revisiones:
-Del mes de Diciembre - R1 del 2024.

