San Isidro, 10 de abril de 2025

COES/D/DO-211-2025

Estimados Señores Representantes de las Empresas Integrantes del COES:

Asunto: **Pagos mensuales por Liquidación de la Valorización de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas, correspondiente al mes de marzo 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-076-2025 del 10 de abril de 2025 que contiene la Liquidación de la Valorización de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas, correspondiente al mes de marzo 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 COES[1]. Por lo tanto, la presente decisión del COES podrá ser impugnada por los Integrantes Registrados hasta el 07.05.2025.

Sin otro particular, hacemos propicia la oportunidad para saludarlos.

Atentamente,

Firmado Digitalmente por:
WILFREDO SANTIAGO SIFUENTES ROSALES
Cargo: DIRECTOR DE OPERACIONES
Fecha: 10/04/2025 18:47:47

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.

Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional	**INFORME COES/D/DO/SME-INF-076-2025 LIQUIDACIÓN DE LAS VALORIZACIONES DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS E INFLEXIBILIDADES OPERATIVAS**	**SUBDIRECCIÓN DE MERCADO ELÉCTRICO CORRESPONDIENTE: MARZO 2025**

1. OBJETIVO

Determinar la Liquidación de la Valorización de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas entre Participantes correspondiente a marzo 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-069-2025 "Análisis Económico del Despacho – marzo 2025".
- Informe COES/D/DO/SME-INF-070-2025 "Informe de cálculo de Costos Marginales de Corto Plazo – marzo 2025".
- Informe COES/D/DO/SME-INF-067-2025[1]-R1 "Evaluación de los Servicios Complementarios correspondiente a la Regulación Primaria de Frecuencia – marzo 2025".
- Informe COES/D/DO/SME-INF-068-2025-R1 "Evaluación de los Servicios Complementarios correspondientes a la Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF) – marzo 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 marzo de 2025), el cual es 3.677 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 marzo 2025 COES/D/DO/SME-INF-069-2025, 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:

<u>Compensaciones por Inflexibilidades Operativas</u>

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.

Respecto a los saldos de meses anteriores

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

a) Febrero 2025 - 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.
- ✓ Actualización de la Potencia Activa medida en bornes de generación de la C.E. Wayra I.

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 marzo de 2025.

5. ANEXOS

LSCIO

En el Cuadro 2 se presenta el Saldo de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas Neto de cada Participante.

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 marzo 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.

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 (CCCadic) 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

DIRECCION DE OPERACIONES V°B° Ing. ALFREDO SIFUENTES COES SINAC

Lima, 10 de abril de 2025

CUADRO N° 1

Pagos por Liquidaciones de la Valorización de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas (S/)

Marzo-2025

COES/D/DO/SME-INF-076-2025

PARA / DE	RUC	MINERA CERRO VERDE - GU	GR TARUCA SOCIEDAD ANONIMA CERRADA	GR PAINO SOCIEDAD ANONIMA CERRADA	INFRAESTRUCTURAS Y ENERGIAS DEL PERU S.A.C.	TERMOSELVA	ENEL GENERACION PIURA S.A.	SHOUGESA	PLANTA DE RESERVA FRIA DE GENERACION DE ETEN S.A.	FENIX POWER PERÚ	TERMOCHILCA S.A.C.	MINERA CERRO VERDE	KALLPA GENERACION S.A.	ENGIE	TOTAL
		20170072465	20600767063	20600788737	20393826879	20352427081	20270508163	20325493811	20544229118	20509514641	20518630891	20170072465	20538810682	20333363900	
ELECTROPERU	20100027705	824.60	1,777.76	1,983.90	43,636.12	62,726.03	69,075.10	146,740.21	161,158.28	285,412.50	316,594.57	680,740.00	2,229,207.32	2,528,085.37	6,527,961.77
STATKRAFT S.A	20269180731	194.79	419.94	468.64	10,307.69	14,817.09	16,316.87	34,662.86	38,068.69	67,419.92	74,785.73	160,803.89	526,581.66	597,182.41	1,542,030.18
EMPRESA DE GENERACION HUALLAGA	20507024051	163.82	353.17	394.12	8,668.77	12,461.18	13,722.49	29,151.48	32,015.78	56,700.19	62,894.83	135,236.14	442,855.42	502,230.68	1,296,848.10
CELEPSA	20512481125	151.02	325.57	363.33	7,991.40	11,487.47	12,650.22	26,873.60	29,514.08	52,269.66	57,980.26	124,668.85	408,250.88	462,986.58	1,195,512.91
ORAZUL ENERGY PERÚ	20601605385	119.42	257.47	287.32	6,319.68	9,084.40	10,003.92	21,251.90	23,340.02	41,335.35	45,851.35	98,589.33	322,848.75	366,134.28	945,423.20
EGASA	20216293593	113.38	244.43	272.77	5,999.67	8,624.40	9,497.36	20,175.78	22,158.17	39,242.27	43,529.60	93,597.11	306,500.82	347,594.52	897,550.27
EGEMSA	20218339167	98.39	212.12	236.72	5,206.68	7,484.50	8,242.07	17,509.11	19,229.48	34,055.55	37,776.21	81,226.20	265,990.02	301,652.29	778,919.34
SAN GABAN	20262221335	88.53	190.87	213.00	4,684.99	6,734.57	7,416.24	15,754.74	17,302.73	30,643.27	33,991.13	73,087.55	239,338.51	271,427.50	700,873.62
SAMAY I S.A.C	20537698889	67.21	144.89	161.69	3,556.40	5,112.25	5,629.71	11,959.52	13,134.61	23,261.49	25,802.87	55,481.20	181,683.31	206,042.26	532,037.40
INLAND ENERGY SAC	20600676084	63.01	135.83	151.58	3,334.10	4,792.70	5,277.81	11,211.96	12,313.60	21,807.48	24,190.01	52,013.22	170,326.79	193,163.13	498,781.23
EMPRESA DE GENERACION HUANZA	20502432657	44.54	96.02	107.15	2,356.85	3,387.92	3,730.84	7,925.64	8,704.38	15,415.53	17,099.72	36,767.72	120,402.60	136,545.42	352,584.34
GM OPERACIONES S.A.C.	20609041219	42.49	91.61	102.23	2,248.64	3,232.37	3,559.55	7,561.75	8,304.74	14,707.75	16,314.61	35,079.59	114,874.51	130,276.16	336,396.01
ATRIA ENERGIA S.A.C.	20501860329	41.12	88.65	98.93	2,175.89	3,127.80	3,444.40	7,317.13	8,036.08	14,231.96	15,786.84	33,944.78	111,158.36	126,061.78	325,513.71
LA VIRGEN	20492925030	39.45	85.06	94.92	2,087.78	3,001.15	3,304.92	7,020.83	7,710.67	13,655.66	15,147.57	32,570.24	106,657.18	120,957.10	312,332.53
ORYGEN PERÚ S.A.A.	20330791412	38.93	83.93	93.67	2,060.21	2,961.52	3,261.28	6,928.12	7,608.85	13,475.33	14,947.54	32,140.13	105,248.71	119,359.79	308,208.01
CHINANGO S.A.C.	20518723040	38.36	82.69	92.28	2,029.71	2,917.67	3,213.00	6,825.56	7,496.21	13,275.84	14,726.26	31,664.32	103,690.60	117,592.78	303,645.28
EGESUR	20279889208	25.86	55.75	62.21	1,368.41	1,967.07	2,166.17	4,601.72	5,053.87	8,950.44	9,928.29	21,347.77	69,907.15	79,279.86	204,714.57
SDF ENERGIA SAC	20512436090	24.37	52.54	58.63	1,289.55	1,853.70	2,041.33	4,336.51	4,762.60	8,434.60	9,356.11	20,117.45	65,878.26	74,710.80	192,916.45
GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	20417773542	23.25	50.14	55.95	1,230.60	1,768.96	1,948.01	4,138.27	4,544.88	8,049.01	8,928.38	19,197.77	62,866.58	71,295.34	184,097.13
EGEJUNIN	20524522871	20.85	44.96	50.17	1,103.57	1,586.36	1,746.93	3,711.10	4,075.74	7,218.17	8,006.77	17,216.12	56,377.31	63,936.02	165,094.08
GR CORTARRAMA SOCIEDAD ANONIMA CERRADA	20600766873	18.19	39.22	43.77	962.67	1,383.82	1,523.89	3,237.29	3,555.37	6,296.59	6,984.51	15,018.06	49,179.39	55,773.05	144,015.83
ENERGIA RENOVABLE DEL SUR S.A.	20392847406	16.77	36.16	40.35	887.45	1,275.69	1,404.82	2,984.33	3,277.56	5,804.58	6,438.75	13,844.56	45,336.53	51,414.97	132,762.50
AGROINDUSTRIAS SAN JACINTO S.A.A.	20116225779	13.24	28.54	31.85	700.58	1,007.07	1,109.01	2,355.92	2,587.41	4,582.32	5,082.95	10,929.33	35,790.08	40,588.59	104,806.90
PARQUE EOLICO TRES HERMANAS S.A.C.	20545084687	10.95	23.61	26.34	579.44	832.93	917.23	1,948.53	2,139.99	3,789.94	4,204.00	9,039.41	29,601.20	33,569.94	86,683.49
CELEPSA RENOVABLES S.R.L.	20422764136	9.04	19.49	21.75	478.34	687.60	757.20	1,608.56	1,766.61	3,128.69	3,470.50	7,462.26	24,436.53	27,712.82	71,559.39
AGROAURORA S.A.C.	20600180631	8.68	18.71	20.88	459.19	660.08	726.89	1,544.17	1,695.90	3,003.45	3,331.58	7,163.55	23,458.34	26,603.48	68,694.88
BIOENERGIA DEL CHIRA S.A.	20525538576	8.65	18.65	20.81	457.82	658.10	724.71	1,539.55	1,690.82	2,994.46	3,321.61	7,142.12	23,388.17	26,523.91	68,489.40
ANDEAN POWER S.A.C.	20503684242	8.12	17.51	19.54	429.74	617.74	680.27	1,445.14	1,587.13	2,810.82	3,117.91	6,704.12	21,953.86	24,897.29	64,289.20
EMPRESA ELECTRICA RIO DOBLE	20520616102	7.44	16.05	17.91	393.95	566.30	623.61	1,324.78	1,454.95	2,576.72	2,858.24	6,145.77	20,125.44	22,823.73	58,934.90
HIDROELECTRICA HUANCHOR S.A.C.	20546236073	7.38	15.92	17.76	390.68	561.60	618.44	1,313.80	1,442.88	2,555.36	2,834.54	6,094.81	19,958.57	22,634.48	58,446.23
EMPRESA ELECTRICA AGUA AZUL	20538865312	7.12	15.34	17.12	376.60	541.35	596.15	1,266.43	1,390.86	2,463.23	2,732.35	5,875.08	19,239.01	21,818.45	56,339.08
COLCA SOLAR S.A.C.	20492080064	6.52	14.05	15.68	344.86	495.73	545.91	1,159.70	1,273.64	2,255.63	2,502.07	5,379.93	17,617.58	19,979.63	51,590.92
ENERGÍA EÓLICA S.A.	20517049086	5.99	12.91	14.41	316.95	455.61	501.73	1,065.85	1,170.58	2,073.10	2,299.60	4,944.58	16,191.92	18,362.83	47,416.07
SINERSA	20256391202	5.08	10.95	12.22	268.69	386.24	425.33	903.56	992.34	1,757.44	1,949.45	4,191.69	13,726.47	15,566.82	40,196.28
EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA RIO BAÑOS S.A.C.	20537761670	4.55	9.82	10.96	240.97	346.38	381.45	810.33	889.95	1,576.10	1,748.29	3,759.17	12,310.09	13,960.54	36,048.58
EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA SANTA ANA S.A.C.	20543136591	3.88	8.37	9.34	205.37	295.21	325.09	690.62	758.47	1,343.26	1,490.02	3,203.83	10,491.51	11,898.15	30,723.12
PARQUE EOLICO MARCONA S.A.C.	20535543349	3.77	8.12	9.06	199.34	286.54	315.54	670.33	736.19	1,303.80	1,446.24	3,109.70	10,183.29	11,548.60	29,820.53
GENERACIÓN ANDINA S.A.C.	20544955102	2.05	4.43	4.94	108.67	156.22	172.03	365.45	401.36	710.81	788.47	1,695.37	5,551.80	6,296.15	16,257.77
HUAURA POWER GROUP S.A.	20552721668	1.97	4.26	4.75	104.44	150.14	165.33	351.23	385.74	683.14	757.78	1,629.37	5,335.67	6,051.04	15,624.86
PETRAMAS	20297566866	1.57	3.39	3.78	83.10	119.46	131.55	279.46	306.92	543.56	602.94	1,296.44	4,245.43	4,814.63	12,432.23
TACNA SOLAR SAC.	20535630829	1.31	2.82	3.15	69.25	99.55	109.62	232.88	255.76	452.95	502.43	1,080.33	3,537.74	4,012.05	10,359.83
ASOCIACIÓN SANTA LUCIA DE CHACAS	20408101531	1.16	2.51	2.80	61.55	88.47	97.43	206.97	227.31	402.56	446.54	960.15	3,144.20	3,565.76	9,207.41
PANAMERICANA SOLAR SAC.	20535552682	1.08	2.33	2.60	57.18	82.19	90.51	192.29	211.18	374.00	414.86	892.03	2,921.11	3,312.75	8,554.11
MOQUEGUA FV S.A.C.	20544905181	0.90	1.94	2.17	47.65	68.50	75.43	160.25	176.00	311.69	345.74	743.42	2,434.45	2,760.85	7,129.00
REPARTICIÓN ARCUS S.A.C.	20535653527	0.85	1.83	2.04	44.88	64.51	71.04	150.92	165.75	293.55	325.62	700.14	2,292.74	2,600.14	6,714.02
AGRO INDUSTRIAL PARAMONGA S.A.	20135948641	0.81	1.75	1.96	43.06	61.89	68.16	144.79	159.01	281.61	312.38	671.68	2,199.53	2,494.43	6,441.05
MAJES ARCUS S.A.C.	20535654094	0.77	1.66	1.85	40.67	58.46	64.38	136.77	150.20	266.01	295.08	634.47	2,077.69	2,356.25	6,084.26
EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA CANCHAYLLO SAC	20545538629	0.70	1.52	1.70	37.30	53.61	59.04	125.42	137.75	243.95	270.60	581.84	1,905.35	2,160.81	5,579.59
HIDROCAÑETE S.A.	20510409613	0.64	1.38	1.54	33.97	48.83	53.77	114.22	125.45	222.17	246.44	529.89	1,735.23	1,967.88	5,081.41
PERUANA DE INVERSIONES EN ENERGIAS RENOVABLES S.A.	20522447651	0.56	1.20	1.34	29.42	42.29	46.57	98.94	108.66	192.44	213.46	458.98	1,503.01	1,704.53	4,401.39
ELECTRICA YANAPAMPA SAC	20516484391	0.48	1.04	1.16	25.47	36.61	40.31	85.64	94.05	166.57	184.77	397.29	1,301.00	1,475.44	3,809.83
INVERSIONES SHAQSHA S.A.C.	20600170512	0.45	0.98	1.09	24.06	34.59	38.09	80.91	88.86	157.37	174.56	375.35	1,229.14	1,393.93	3,599.38
CENTRALES SANTA ROSA S.A.C.	20600771141	0.34	0.73	0.81	17.89	25.71	28.31	60.15	66.06	116.99	129.77	279.04	913.77	1,036.28	2,675.86
MAJA ENERGIA S.A.C.	20515431579	0.26	0.57	0.63	13.89	19.97	21.99	46.71	51.30	90.85	100.78	216.69	709.59	804.73	2,077.95
KONDU SAC	20608589164	0.01	0.03	0.03	0.74	1.06	1.17	2.48	2.72	4.82	5.35	11.50	37.67	42.72	110.31
TOTAL		2,384.69	5,141.15	5,737.30	126,192.52	181,399.17	199,760.23	424,362.18	466,058.21	825,392.50	915,568.82	1,968,651.32	6,446,707.85	7,311,041.77	18,878,397.72

El cuadro N°1 incluye los saldos generados por las siguientes revisiones:
-Del mes de Febrero - R1 del 2025.

SUB-DIRECTOR DE MERCADO ELECTRICO V°B° Ing. EDUARDO ENRIQUEZ COES

DIRECCION DE OPERACIONES V°B° Ing. ALFREDO SIFUENTES COES SINAC