

San Isidro, 12 de febrero de 2024

COES/D/DO-072-2024

Señores Participantes del Mercado Mayorista de Electricidad:

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	
Ana María Rosas Pajuelo	TERMOSELVA		ENEL GENERACIÓN PERÚ/CHINANGO
Carlos Lopez Montesinos	SAMAY I	Javier Hanza Raffo	ENEL GENERACIÓN PIURA
Marciano Izquierdo Bello	HUAURA POWER GROUP	Alfredo Len Alvarez	PERUANA INVERSIONES RENOVABLES
Humberto Armas Infante	EMPRESA DE GENERACIÓN HUALLAGA	Jorge Ponce Flores	CELEPSA / CELEPSA RENOVABLES
Fernando Vega Sanchez	ATRIA ENERGÍA	Mirella Marsano Baca	ENEL DISTRIBUCIÓN PERÚ
Sandra Becerra Aranzaes	EGEJUNIN	Álvaro Arias Roda	ELÉCTRICA YANAPAMPA
Carlos Herrera Bullón	EMGHUANZA	Alexis Osomo Falla	EGE SANTA ANA
Carlos Paredes Cornejo	EGASA	Juan Flores Carcahusto	EMPRESA DE GENERACIÓN CANCHAYLLO
Edgar Venero Pacheco	EGEMSA	Gustavo Gárnica Salinas	EGESUR
Edwin San Román Zubizarreta	ELECTROPERÚ	Isidoro Pardilla Gago	SAN GABÁN
Gabriela Vásquez Mejía Sander	ENERGÍA EÓLICA	Daniel Cámac Gutierrez	RÍO DOBLE
Freddy Ramirez Almanza	GEPSA	Juan Cayo Mata	ENGIE
Mario Rizal Gonzales del Carpio	MAJES ARCUS / REPARTICIÓN ARCUS	Antonio Montoya Lopez	FENIX POWER
Carol Rivas Zavala	HUANCHOR/ RÍO BAÑOS	Jose Nakaya Vargas Machuca	HIDROCAÑETE
Guillermo Javier Camino Bellido	MAJA ENERGÍA	Christian Canturín García	GR TARUCA/ GR PAINO
Miguel Linares Vargas	PARQUE EÓLICO MARCONA/ PARQUE EÓLICO TRES HERMANAS	Esther Zapatero Muñoz	MOQUEGUA FV /PANAMERICANA SOLAR
Francisco Javier Yunta Toledo	PLANTA ETÉN	Carlos Diego Soria Dallórso	TACNA SOLAR
Alberto Silva Silva	COGENERACION OQUENDO	Pompeyo Aguirre Pérez	PETRAMÁS
Branislav Zdravkovic	SINERSA	Guohua Li	EMPR. ELÉCTRICA AGUA AZUL
Alfredo Len Álvarez	TERMOCHILCA	Juan Antonio Rozas Mory	SHOUGESA
Alexis Osorno Falla	GENERACIÓN ANDINA	Vinicius Andrade de Medeiros	STATKRAFT PERÚ
Mario Gonzales del Carpio	INLAND ENERGY	Javier Hanza Raffo	LA VIRGEN
Orlando Quilcate Ramírez	AGROINDUSTRIAS SAN JACINTO	José Antonio Ramírez Murillo	CENTRALES SANTA ROSA
Miluska Cervantes Cornejo	MINERA CERRO VERDE	Marciano Izquierdo Bello	ANDEAN POWER
Alexis Osorno Falla	GENERACIÓN ANDINA	Mario Rocco Zetola Burneo	COLCA SOLAR
José Tierno	KONDU	Lionel Alberto Roa Burgos	BIOENERGÍA LA CHIRA
			ENERGIA RENOVABLE DEL SUR

Asunto: Pagos mensuales por Liquidación de la Valorización de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas, correspondiente al mes de enero 2024

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-31-2024 del 12 de febrero de 2024 que contiene la Liquidación de la Valorización de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas, correspondiente al mes de enero de 2024, 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 05.03.2024.

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-031-2024
LIQUIDACIÓN DE LAS VALORIZACIONES DE SERVICIOS
COMPLEMENTARIOS E INFLEXIBILIDADES
OPERATIVAS**

**SUBDIRECCIÓN DE
MERCADO ELÉCTRICO
CORRESPONDIENTE:
ENERO 2024**

1. OBJETIVO

Determinar la Liquidación de la Valorización de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas entre Participantes correspondiente a enero de 2024.

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) PR-21 “Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia” y vii) PR-43 “Intercambios Internacionales de Electricidad en el Marco de la Decisión 757 de la CAN”.

3. CONSIDERANDOS DEL MES DE VALORIZACIÓN

3.1 En el presente informe se ha considerado lo siguiente:

- Informe COES/D/DO/SME-INF-023-2024 Revisión 1 “Análisis Económico del Despacho – enero 2024”.
- Informe COES/D/DO/SME-INF-024-2024 “Informe de cálculo de Costos Marginales de Corto Plazo – enero 2023”.
- Informe COES/D/DO/SME-INF-021-2024¹ “Evaluación del cumplimiento del servicio de Regulación Primaria de Frecuencia – enero 2024”.
- Informe COES/D/DO/SME-INF-022-2024 “Evaluación de los Servicios Complementarios correspondientes a la Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF) – enero 2024” y su correspondiente Revisión 1.

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

- 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 en valorización (31 de enero de 2024), el cual es 3.808 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: $FaC=0.33$, $RPF=2.1\%$ y $COR=2,250$ S/MW-día.
- 3.6 De acuerdo con el numeral 2.5 del Informe de Análisis de la Ejecución del Despacho Económico Enero 2024 (COES/D/DO/SME-INF-023-2024 Revisión 1), se identificaron las centrales y sus correspondientes periodos donde su operación no fue requerida por el COES o debido a Restricciones Operativas diferentes a las de sus fichas técnicas, los criterios para su evaluación se encuentran en el referido informe técnico.

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 u operaciones requeridas por el COES. En términos más claros, los periodos donde la operación de las centrales no fue requerida por el COES u operaciones debidas a Restricciones Operativas diferentes a las de sus fichas técnicas, quedan excluidas de estas compensaciones por tratarse de periodos de operación cuyos costos de operación no son reconocidos por el PR-33.

- 3.7 De acuerdo con la Resolución de Consejo Directivo de OSINERGMIN N° 212-2023-OS/CD emitida el 28 de noviembre de 2023, se estableció el Factor de Corrección por Inflexibilidades Operativas f_{IO} el cual es insumo para la determinación del Factor de Incentivo establecido en el numeral 9.3 del Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad. Los insumos que dispone el COES para el cálculo de dicho factor se encuentran en el archivo RetiroNoDeclarado_01.24 publicado en la siguiente ruta del portal COES:
<https://www.coes.org.pe/Portal/mercadomayorista/liquidaciones#>
Carpeta: 01 Mercado de Corto Plazo / Liquidaciones LVTEA / 2024 / 01_Enero
Los Agentes deberán aplicar estos factores de acuerdo con lo establecido en la mencionada resolución de Osinergmin.

- 3.8 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 presente criterio se aplica a las centrales Ventanilla, Yarucaya, 8 de Agosto y Chilca 1.

Respecto a los saldos de meses anteriores

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

a) Diciembre 2023 - Rev.01

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

b) Octubre 2023 - Rev.02

- ✓ Por actualización de la evaluación de cumplimiento de la RPF de la C.T. Fénix del 2 al 6 de octubre del 2023 en aplicación de la decisión COES/D-020-2024.

c) **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 2024.

d) **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 enero 2024.

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 (CCCadid) de cada Participante.

Recálculo del Cuadro de liquidación

En el Cuadro 7, se presentan los Saldos correspondientes a lo indicado en el numeral 3.6 del presente informe.

Costos adicionales asociados a los Intercambios de Electricidad

En el Cuadro 8 “Costos adicionales asociados a los Intercambios de Electricidad” y el Cuadro 9 “Distribución de costos adicionales asociados a los Intercambios de Electricidad” se presentan los resultados de los costos adicionales que deberá asumir el Agente Autorizado por la operación de exportación del mes, según lo establecido en el PR-43.


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



Lima, 12 de febrero de 2024



CUADRO N° 1
Pagos por Liquidaciones de la Valorización de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas (5/)
Enero-2023

COES/D/DO/SME-INF-031-2024

DE	PARA	PLANTA DE RESERVA FRIA DE GENERACION DE ETEN S.A.	INFRAESTRUCTURAS Y ENERGIAS DEL PERU S.A.C.	CELEPSA	TERMOSELVA	ENGIE	MINERA CERRO VERDE	ENEL GENERACION PERU S.A.A.	SAMAY I S.A.C	FENIX POWER PERÚ	EMPRESA DE GENERACION HUALLAGA	TOTAL
ELECTROPERU		3,571.55	11,703.99	122,703.49	317,262.00	470,757.31	649,690.76	867,861.79	1,166,901.29	1,316,652.97	1,525,602.69	6,452,707.84
STATKRAFT S.A		718.25	2,353.71	24,676.02	63,802.29	94,670.64	130,654.66	174,529.48	234,667.18	264,782.66	306,803.05	1,297,657.94
ORAZUL ENERGY PERÚ		631.94	2,070.86	21,710.67	56,135.09	83,293.95	114,953.73	153,556.06	206,466.94	232,963.41	269,934.16	1,141,716.81
EGEMSA		538.74	1,765.46	18,508.93	47,856.67	71,010.32	98,001.13	130,910.64	176,018.58	198,607.53	230,126.08	973,344.09
CHINANGO S.A.C.		368.58	1,207.85	12,662.98	32,741.38	48,582.07	67,047.96	89,563.17	120,423.99	135,878.34	157,441.91	665,918.22
SAN GABAN		301.09	986.67	10,344.19	26,745.92	39,685.93	54,770.43	73,162.75	98,372.47	110,996.88	128,611.82	543,978.14
EMPRESA DE GENERACION HUANZA		263.90	864.80	9,066.50	23,442.34	34,784.04	48,005.35	64,125.90	86,221.79	97,286.87	112,726.07	476,787.57
EGASA		251.73	824.92	8,648.43	22,361.37	33,180.08	45,791.73	61,168.94	82,245.95	92,800.80	107,528.06	454,802.01
TERMOCHILCA S.A.C.		183.23	600.43	6,294.86	16,275.99	24,150.51	33,330.05	44,522.53	59,863.68	67,546.15	78,265.56	331,032.99
ENEL GENERACION PIURA S.A.		182.97	599.59	6,286.06	16,253.23	24,116.74	33,283.44	44,460.27	59,779.96	67,451.69	78,156.12	330,570.06
LA VIRGEN		163.36	535.35	5,612.53	14,511.75	21,532.71	29,717.23	39,696.50	53,374.75	60,224.48	69,781.96	295,150.62
GENERADORA DE ENERGIA DEL PERÚ		122.16	400.33	4,196.99	10,851.74	16,101.94	22,222.24	29,684.64	39,913.09	45,035.25	52,182.23	220,710.61
KALLPA GENERACION S.A.		111.28	364.68	3,823.27	9,885.44	14,668.13	20,243.45	27,041.35	36,359.00	41,025.05	47,535.63	201,057.27
EGEJUNIN		108.16	354.44	3,715.93	9,607.91	14,256.34	19,675.14	26,282.20	35,338.26	39,873.32	46,201.12	195,412.84
EGESUR		100.97	330.88	3,468.92	8,969.23	13,308.65	18,367.23	24,535.08	32,989.15	37,222.74	43,129.90	182,422.75
INLAND ENERGY SAC		97.07	318.10	3,334.94	8,622.81	12,794.64	17,657.84	23,587.48	31,715.03	35,785.10	41,464.12	175,377.13
COGENERACION QUEENDO S.A.C.		77.05	252.48	2,647.02	6,844.12	10,155.39	14,015.43	18,721.91	25,172.93	28,403.45	32,911.01	139,200.79
AGROINDUSTRIAS SAN JACINTO S.A.A.		63.83	209.16	2,192.84	5,669.80	8,412.92	11,610.64	15,509.58	20,853.73	23,529.94	27,264.09	115,316.52
SHOUGESA		62.39	204.45	2,143.44	5,542.08	8,223.41	11,349.11	15,160.22	20,383.99	22,999.92	26,649.95	112,718.96
ATRIA ENERGIA S.A.C.		59.98	196.55	2,060.60	5,327.89	7,905.59	10,910.48	14,574.29	19,596.17	22,111.00	25,619.96	108,362.49
ENERGIA RENOVABLE DEL SUR S.A.		56.15	184.00	1,929.00	4,987.61	7,400.68	10,213.65	13,643.47	18,344.61	20,698.82	23,983.68	101,441.66
ENERGIA EOLICA S.A.		54.17	177.53	1,861.21	4,812.35	7,140.62	9,854.75	13,164.05	17,699.99	19,971.47	23,140.90	97,877.04
BIOENERGIA DEL CHIRA S.A.		53.74	176.09	1,846.12	4,773.33	7,082.73	9,774.85	13,057.32	17,556.48	19,809.55	22,953.28	97,083.48
CELEPSA RENOVABLES S.R.L.		42.41	138.97	1,456.92	3,767.02	5,589.55	7,714.12	10,304.58	13,855.23	15,633.31	18,114.28	76,616.39
HIDROELECTRICA HUANCHOR S.A.C.		40.84	133.84	1,403.12	3,627.90	5,383.12	7,429.23	9,924.03	13,343.55	15,055.97	17,445.31	73,786.92
PARQUE EOLICO TRES HERMANAS S.A.C.		38.32	125.57	1,316.47	3,403.87	5,050.70	6,970.46	9,311.19	12,519.55	14,126.22	16,368.01	69,230.35
EMPRESA ELECTRICA AGUA AZUL		38.31	125.54	1,316.19	3,403.14	5,049.63	6,968.98	9,309.21	12,516.89	14,123.22	16,364.54	69,215.66
EMPRESA ELECTRICA RIO DOBLE		36.94	121.06	1,269.18	3,281.59	4,869.26	6,720.06	8,976.70	12,069.81	13,618.76	15,780.02	66,743.39
ANDEAN POWER S.A.C.		34.48	112.99	1,184.56	3,062.80	4,544.63	6,272.02	8,378.22	11,265.10	12,710.78	14,272.96	62,293.54
SINERSA		25.04	82.06	860.30	2,224.38	3,300.56	4,555.10	6,084.73	8,181.35	9,231.29	10,696.27	45,241.08
GENERACION ANDINA S.A.C.		21.99	72.07	755.53	1,953.51	2,898.64	4,000.40	5,343.77	7,185.07	8,107.15	9,393.74	39,731.86
EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA SANTA ANA S.A.C.		21.92	71.82	752.94	1,946.81	2,888.70	3,986.68	5,325.44	7,160.43	8,079.35	9,361.52	39,595.60
ENEL DISTRIBUCION - D		21.28	69.72	730.97	1,889.99	2,804.39	3,870.34	5,170.02	6,951.46	7,843.56	9,088.32	38,440.05
AGROAURORA S.A.C.		21.11	69.17	725.17	1,875.00	2,782.15	3,839.64	5,129.02	6,896.33	7,781.36	9,016.24	38,135.22
EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA RIO BAÑOS S.A.C.		18.44	60.43	633.51	1,638.00	2,430.48	3,354.30	4,480.69	6,024.61	6,797.76	7,876.55	33,314.76
COLCA SOLAR S.A.C.		14.72	48.24	505.74	1,307.63	1,940.28	2,677.77	3,576.99	4,809.51	5,426.73	6,287.94	26,595.55
PARQUE EOLICO MARCONA S.A.C.		13.31	43.61	457.16	1,182.02	1,753.90	2,420.55	3,233.38	4,347.51	4,905.44	5,683.92	24,040.78
AGRO INDUSTRIAL PARAMONGA		12.90	42.28	443.23	1,146.01	1,700.47	2,346.81	3,134.89	4,215.07	4,756.01	5,510.77	23,308.44
PERUANA DE INVERSIONES EN ENERGIAS RENOVABLES S.A.		11.39	37.34	391.44	1,012.11	1,501.79	2,072.61	2,768.61	3,722.59	4,200.32	4,866.91	20,585.13
PETRAMAS		11.07	36.26	380.16	982.95	1,458.51	2,012.89	2,688.83	3,615.33	4,079.29	4,726.66	19,991.96
GR TARUCA SOCIEDAD ANONIMA CERRADA		10.15	33.26	348.72	901.64	1,337.86	1,846.38	2,466.41	3,316.27	3,741.85	4,335.67	18,338.22
TACNA SOLAR SAC.		8.50	27.87	292.15	755.37	1,120.83	1,546.85	2,066.30	2,778.28	3,134.83	3,632.32	15,363.31
PANAMERICANA SOLAR SAC.		8.38	27.45	287.82	744.19	1,042.24	1,523.96	2,035.71	2,737.16	3,088.42	3,578.55	15,135.88
GR PAINO SOCIEDAD ANONIMA CERRADA		8.22	26.93	282.31	729.95	1,083.11	1,494.80	1,996.76	2,684.79	3,029.33	3,510.08	14,846.29
MOQUEGUA FV S.A.C.		6.97	22.83	239.35	618.87	918.28	1,267.32	1,692.89	2,276.21	2,568.33	2,975.92	12,586.97
HUAURA POWER GROUP S.A.		6.70	21.97	230.32	595.51	883.62	1,219.48	1,628.99	2,190.30	2,471.38	2,863.58	12,111.85
MAJES ARCUS S.A.C.		6.52	21.36	223.92	578.97	859.08	1,185.62	1,583.76	2,129.48	2,402.76	2,784.07	11,775.53
EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA CANCHAYLLO SAC		5.68	18.60	194.97	504.12	748.02	1,032.34	1,379.01	1,854.17	2,092.12	2,424.14	10,253.16
REPARTICION ARCUS S.A.C.		5.17	16.95	177.72	459.50	681.81	940.97	1,256.95	1,690.06	1,906.95	2,209.57	9,345.64
HIDROCAÑETE S.A.		4.49	14.71	154.18	398.64	591.51	816.34	1,090.47	1,466.21	1,654.38	1,916.92	8,107.84
MAJA ENERGIA S.A.C.		3.95	12.95	135.82	351.16	521.06	719.12	960.60	1,291.60	1,457.35	1,688.63	7,142.24
ELECTRICA YANAPAMPA SAC		3.93	12.89	135.11	349.33	518.34	715.37	955.59	1,284.86	1,449.75	1,679.82	7,104.99
CENTRALES SANTA ROSA S.A.C.		1.94	6.37	66.79	172.68	256.22	353.61	472.36	635.12	716.63	830.36	3,512.08
KONDU SAC		0.05	0.16	1.71	4.42	6.55	9.04	12.08	16.24	18.33	21.24	89.82
TOTAL		8,647.41	28,337.58	297,088.39	768,151.41	1,139,792.65	1,573,024.44	2,101,257.84	2,825,289.14	3,187,866.31	3,693,773.19	15,623,228.35

Nota:
El cuadro N°1 incluye los saldos generados por las siguientes revisiones:
-Del mes diciembre- R1 y octubre-R2

