

**CONSEJO DIRECTIVO DEL ORGANISMO SUPERVISOR
DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN**

**ACTA DE LA SESIÓN N° 04-2026
10 DE FEBRERO DE 2026**

Siendo las 9:00 a.m. del martes 10 de febrero de 2026, se dio inicio a la Sesión N° 04-2026, del Consejo Directivo del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin), bajo la presidencia del Ing. Omar Chambergro Rodríguez y contando con la participación de los señores miembros del Consejo Directivo: Ing. Aurelio Ochoa Alencastre, Ing. César Sánchez Módena e Ing. Alfredo Dammert Lira.

También participaron los señores: Ing. Alberto Pérez Morón, Gerente General; Abog. Jose Luis Luna Campodónico, Gerente de Asesoría Jurídica, y Abog. Félix Pino Figueroa, Secretario del Consejo Directivo.

1. ACTAS

Se puso a consideración de los miembros del Consejo Directivo el acta de la Sesión N° 03-2026, la cual fue aprobada.

2. INFORMES

2.1 Informe sobre la situación de los relaves mineros al mes de enero de 2026

El Ing. Henry Giovani Anfossi Portugal, Gerente de Supervisión Minera, presentó al Consejo Directivo el seguimiento del estado de los depósitos de relaves mineros de la mediana y gran minería al mes de enero de 2026, conforme a las fiscalizaciones realizadas, información del monitoreo satelital y reporte de las empresas mineras.

El Consejo Directivo tomó conocimiento.

2.2 Informe sobre la Ejecución Presupuestal al mes de enero de 2026.

El Ing. Julio Lazo Abadie, Gerente de Planeamiento, Presupuesto y Modernización, presentó al Consejo Directivo el informe de la ejecución presupuestal al mes de enero de 2026, con el detalle por unidades orgánicas, de los recursos certificados, comprometidos, devengados y saldos disponibles.

El Consejo Directivo tomó conocimiento.

2.3 Relación de consultorías al mes de enero de 2026.

El Econ. Miguel Ángel Goetendia Alarcón, Gerente de Administración y Finanzas, informó sobre las consultorías realizadas en el mes de enero de 2026.

El Consejo Directivo tomó conocimiento.

3. EXPOSICIÓN SOBRE CONCEPTOS REGULATORIOS Y DE FISCALIZACIÓN

3.1 Situación de los depósitos relaves, seguridad y concentrados mineros.

El Ing. Henry Giovani Anfossi Portugal, Gerente de Supervisión Minera, expuso sobre la Situación de los depósitos relaves, seguridad y concentrados mineros.

Al respecto, explicó los conceptos de relave y depósito de relaves según el Reglamento de Procedimientos Mineros, aprobado por el Decreto Supremo N° 020-2020-EM. Además, indicó que los parámetros medibles de un depósito de relaves son la cota del espejo de agua, la cota de la playa de relaves, la cota de corona del dique, entre otros. Asimismo, precisó que los depósitos de relaves se clasifican por el método de recrecimiento del dique y son Aguas Arriba, Aguas Abajo y Línea central.

En total, el universo de depósitos de relaves supervisados por la Gerencia de Supervisión de Minería es de 181 unidades, de los cuales 108 presentan condiciones normales, mientras que 73 cumplen condiciones con observaciones. Al respecto, detalló la situación de los depósitos de relaves de tres empresas mineras de la cuenca del Río Rímac: CMC Critical Minerals Corporation S.A.C., Sobreandes S.A.C. y Empresa Minera Los Quenuales S.A.

Por último, precisó que SUNAFIL en el sector minero supervisa y fiscaliza el cumplimiento de las normas socio-laborales y de seguridad y salud en el trabajo (SST) de la Gran y Mediana Minería; y que, por otro lado, la SUNAT tiene a cargo la declaración de impuestos relacionados a la producción y exportación mineras, así como los procedimientos de verificación física.

El Consejo Directivo tomó conocimiento.

4. ORDEN DEL DIA

4.1. Propuesta de decreto supremo para el tratamiento y clasificación de los usuarios que efectúan Retiros No Declarados en el SEIN.

El Ing. Miguel Révolo Acevedo, Gerente de Regulación de Tarifas, y el Ing. Severo Buenalaya Cangalaya, Gerente de la División de Generación y Transmisión Eléctrica de la Gerencia de Regulación de Tarifas, sometieron a consideración del Consejo Directivo la aprobación de la propuesta decreto supremo para el tratamiento y clasificación de los usuarios que efectúan Retiros No Declarados en el SEIN.

Visto el Informe Técnico N° 065-2026-GRT presentados por la División de Generación y Transmisión Eléctrica de la Gerencia de Regulación de Tarifas sobre la propuesta de modificación del Reglamento de Usuarios Libres a fin de reducir la cantidad de Retiros No Declarados (RND) que se presentan en el Mercado Mayorista de Electricidad del SEIN, se adoptó la siguiente decisión:

Acuerdo N° 01-04-2026

El Consejo Directivo acordó remitir al Ministerio de Energía y Minas la propuesta de modificación del Reglamento de Usuarios Libres presentando por la Gerencia de Regulación de Tarifas.

4.2. Resolución que aprueba el nuevo Procedimiento Técnico del COES N° 08 "Criterios de Seguridad Operativa de Corto Plazo para el SEIN" y modifica el Procedimiento Técnico del COES N° 09 "Coordinación de la Operación en Tiempo Real del SEIN".

El Ing. Miguel Juan Révolo Acevedo, Gerente de Regulación de Tarifas, y el Ing. Severo Buenalaya Cangalaya, Gerente de la División de Generación y Transmisión Eléctrica de la Gerencia de Regulación de Tarifas, sometieron a consideración del Consejo Directivo la resolución que aprueba el nuevo Procedimiento Técnico del COES N° 08 "Criterios de Seguridad Operativa de Corto Plazo para el SEIN" (PR-08) y modifica el Procedimiento Técnico del COES N° 09 "Coordinación de la Operación en Tiempo Real del SEIN" (PR-09) y el Glosario del COES.

En el artículo 12.1 y en los literales a) y c) del artículo 14 de la Ley 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica, se establece que el COES tiene por finalidad coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) al mínimo costo, garantizando la seguridad del sistema y optimizando el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos; así como desarrolla los programas de operación, supervisando su ejecución.

En el artículo 5 del Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES), aprobado mediante Decreto Supremo N° 027-2008-EM, se señala que el COES elabora las propuestas de Procedimientos Técnicos en materia de operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), utilizando la guía de elaboración de procedimientos técnicos aprobada mediante Resolución N° 476-2008-OS/CD.

El COES mediante Carta N° D-052-2025 presentó una propuesta de modificación del PR-08, aprobado con Resolución N° 247-2014-OS/CD, del PR-09, aprobado con Resolución N° 086-2017-OS/CD, y del Glosario, aprobado por Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME, cuya competencia legal se encuentra asignada a Osinergmin, respecto de sus modificaciones. Las oportunidades de mejora identificadas en el PR-08 están relacionadas con la necesidad de especificar que las contingencias corresponden a equipos de los sistemas de transmisión troncales nacionales u otro que el COES sustente, así como precisar el alcance del procedimiento a fin de incorporar los estudios operativos anuales y especificar los equipos y contingencias a monitorear en las simulaciones. También resulta necesario modificar en el PR-09 y en el Glosario, a fin de adecuarlos a los cambios efectuados al PR-08; e incorporar la definición "Región de Seguridad" al Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES.

Mediante Resolución N° 101-2025-OS/PRES, se publicó para comentarios el proyecto de modificación del PR-08, del PR-09 y del Glosario. Al respecto, dentro del plazo establecido, se recibieron los comentarios presentados por las empresas Infraestructuras y Energías del Perú S.A.C., Engie Energía Perú S.A.A., Red de Energía del Perú S.A., Statkraft Perú S.A., Fenix Power Perú S.A., Kallpa Generación S.A., Orygen Perú S.A.A., Compañía Eléctrica El Platanal S.A., Inland Energy S.A.C.

Sobre el particular, en el Informe Técnico N° 072-2026-GRT y el Informe Legal N° 071-2026-GRT de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y de la asesoría legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, se ha analizado la propuesta presentada por el COES, la respuesta a las observaciones efectuadas a la misma, así como la opinión del COES y los comentarios recibidos, así como la información complementaria remitida.

Revisada la propuesta, los miembros del Consejo Directivo acordaron, mediante Resolución N° 18-2026-OS/CD, aprobar el Procedimiento Técnico del COES N° 08 “Criterios de Seguridad Operativa de Corto Plazo para el SEIN”, quedando sin efecto el aprobado con Resolución N° 247-2014-OS/CD. Además, acordaron modificar el Procedimiento Técnico del COES N° 09 “Coordinación de la Operación en Tiempo Real”, aprobado con Resolución N° 086-2017-OS/CD y al Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES.

4.3. Resolución que aprueba el nuevo Procedimiento Técnico del COES N° 21 “Reserva para la Regulación Primaria de Frecuencia”.

El Ing. Miguel Juan Révolo Acevedo, Gerente de Regulación de Tarifas, y el Ing. Severo Buenalaya Cangalaya, Gerente de la División de Generación y Transmisión Eléctrica de la Gerencia de Regulación de Tarifas, sometieron a consideración del Consejo Directivo la resolución que aprueba el nuevo Procedimiento Técnico del COES N° 21 “Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia” (PR-21).

En el artículo 14 de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, se prevé como una función operativa del Comité de Operación Económica del Sistema (COES), la planificación y administración de los servicios complementarios que se requieran para la operación segura y económica del SEIN.

Por otro lado, en el artículo 5 del Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema, aprobado mediante Decreto Supremo N° 027-2008-EM, se señala que el COES elabora las propuestas de Procedimientos Técnicos en materia de operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), utilizando la guía de elaboración de procedimientos técnicos aprobada por Osinergmin.

Por su parte, mediante Resolución N° 476-2008-OS/CD, Osinergmin aprobó la “Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos” (“Guía”), en cuyo artículo 6.1, se establece que la propuesta de aprobación y/o modificación de un Procedimiento Técnico debe estar dirigida a Osinergmin adjuntando los respectivos estudios económicos, técnicos y legales que sustenten su necesidad.

El COES mediante Carta N° D-031-2025 presentó una propuesta de modificación del PR-21, aprobado con Resolución N° 128-2020-OS/CD. Esta propuesta se sustentó en la necesidad de modificar la metodología de cumplimiento de RPF, modificar el cálculo del monto CargoINC, establecer el cargo por Periodo Horario, para reflejar las variaciones de los Costos Marginales y desincentivar el incumplimiento estratégico de los generadores, mejorar la delegación del servicio de reserva primaria de frecuencia (“RPF”), entre otros.

Mediante Resolución N° 104-2025-OS/PRES, se publicó el proyecto de modificación del PR-21 para comentarios. Al respecto, dentro del plazo establecido, se recibieron los comentarios presentados por las empresas Infraestructura y Energía Perú S.A., Engie Energía Perú S.A., Fénix Power Perú S.A., Kallpa Generación S.A., Red de Energía Perú S.A., Statkraft Perú S.A., Orizon B&T, Sociedad Peruana de Renovables, Celepsa, Inland Energy S.A.C., Orygen Perú S.A.A., Empresa de Generación Huallaga S.A., y Electroperú S.A.

Sobre el particular, en el Informe Técnico N° 073-2026-GRT y en el Informe Legal N° 074-2026-GRT de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y de la asesoría legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, se ha analizado la propuesta presentada por el COES, la respuesta a las observaciones efectuadas a la misma, así como la opinión del COES y los

comentarios recibidos, así como la información complementaria remitida; además, por la cantidad de modificaciones en el procedimiento, corresponde aprobar un nuevo texto del PR-21 para facilitar su manejo por parte de los administrados en un documento integrado.

Revisada la propuesta, los miembros del Consejo Directivo acordaron, mediante Resolución N° 19-2026-OS/CD, aprobar el Procedimiento Técnico del COES N° 21 “Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia” (PR-21).

4.4. Resolución que aprueba el nuevo Procedimiento Técnico del COES N° 22 "Reserva para la Regulación Secundaria de Frecuencia".

El Ing. Miguel Révolo Acevedo, Gerente de Regulación de Tarifas, y el Ing. Severo Buenalaya Cangalaya, Gerente de la División de Generación y Transmisión de la Gerencia de Regulación de Tarifas, sometieron a consideración del Consejo Directivo la aprobación de la resolución que aprueba el nuevo Procedimiento Técnico del COES N° 22 “Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia” y modifica el Glosario del COES.

En el artículo 64 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, se señala que los concesionarios y los titulares de autorizaciones están obligados a garantizar la calidad, continuidad y oportunidad del servicio eléctrico. Además, en el artículo 92 se prevé que el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) supervisa y controla el suministro de electricidad, de acuerdo con las normas que la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas establezca para la coordinación de la operación en tiempo real.

Por su parte, la Dirección General de Electricidad aprobó mediante Resolución Directoral N° 014-2005-EM-DGE, la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTRSI), con la finalidad de establecer las obligaciones del COES y de los integrantes del mismo, con relación a los procedimientos de operación en tiempo real. En esta norma se establece que la regulación de frecuencia tiene características de bien público para el uso masivo, por lo que es imprescindible en la actividad eléctrica y es remunerada por el usuario en el precio de suministro de electricidad.

En el artículo 14 de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, se prevé como una función operativa del Comité de Operación Económica del Sistema (COES), la planificación y administración de los servicios complementarios que se requieran para la operación segura y económica del SEIN.

De otro lado, en el artículo 5 del Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema, aprobado mediante Decreto Supremo N° 027-2008-EM, se señala que el COES elabora las propuestas de Procedimientos Técnicos en materia de operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), utilizando la guía de elaboración de procedimientos técnicos aprobada por Osinergmin, aprobada mediante Resolución N° 476-2008-OS/CD.

En ese sentido, mediante Carta N° D-032-2025 el COES presentó una propuesta de modificación del Procedimiento Técnico del COES N° 22 “Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia” (PR-22), aprobado con Resolución N° 003-2020-OS/CD y del Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES, aprobado por Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME. Las oportunidades de mejora identificadas están relacionadas con la necesidad de modernizar la metodología de dimensionamiento, fortalecer los incentivos económicos, promover la competencia,

incorporar nuevas tecnologías y precisar aspectos operativos, a fin de asegurar una provisión eficiente, confiable y segura del servicio de regulación secundaria de frecuencia.

Seguidamente, mediante Resolución N° 103-2025-OS/PRES, se publicó para recibir comentarios de los interesados, el proyecto de modificación del PR-22. Al respecto, dentro del plazo establecido, se recibieron los comentarios de las empresas Orizone Business & Technology S.A.C., Engie Energía Perú S.A.A., Energía Renovable del Sur S.A., Statkraft Perú S.A., Asociación Peruana de Energías Renovables, Fenix Power Perú S.A., Kallpa Generación S.A., Empresa de Generación Huallaga S.A., Compañía Eléctrica El Platanal S.A., Zelestra Perú S.A.C., Orygen Perú S.A.A. e Inland Energy S.A.C.

Sobre el particular, en el Informe Técnico N° 075-2026-GRT y el Informe Legal N° 076-2026-GRT de la División de Generación y Transmisión Eléctrica de la Gerencia de Regulación de Tarifas, se han analizado la propuesta presentada por el COES, la respuesta a las observaciones efectuadas a la misma, así como la opinión del COES y los comentarios recibidos, así como la información complementaria remitida; además, por la cantidad de modificaciones en el procedimiento, corresponde aprobar un nuevo texto del PR-22 y la modificación del Glosario para facilitar su manejo por parte de los administrados en un documento integrado.

Revisada la propuesta, los miembros del Consejo Directivo acordaron, mediante Resolución N° 21-2026-OS/CD, aprobar el nuevo el Procedimiento Técnico del COES N° 22 “Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia”, el cual entrará en vigencia el 1 de septiembre de 2026 y modificar el Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES.

4.5. Resolución que modifica el Procedimiento Técnico del COES N° 41 “Información Hidrológica para la Operación del SEIN”.

El Ing. Miguel Révolo Acevedo, Gerente de Regulación de Tarifas, y el Ing. Severo Buenalaya Cangalaya, Gerente de la División de Generación y Transmisión de la Gerencia de Regulación de Tarifas, sometieron a consideración del Consejo Directivo la aprobación de la resolución que modifica el Procedimiento Técnico del COES N° 41 “Información Hidrológica para la Operación del SEIN”.

En el artículo 5 del Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES), aprobado mediante Decreto Supremo N° 027-2008-EM, se señala que el COES elabora las propuestas de Procedimientos Técnicos en materia de operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), utilizando la guía de elaboración de procedimientos técnicos aprobada por Osinergmin.

Por su parte, mediante Resolución N° 476-2008-OS/CD, Osinergmin aprobó la “Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos”, en cuyo artículo 6.1, se establece que la propuesta de aprobación y/o modificación de un Procedimiento Técnico debe estar dirigida a Osinergmin adjuntando los respectivos estudios económicos, técnicos y legales que sustenten su necesidad.

El COES mediante Carta N° COES/D-050-2025 presentó una propuesta de modificación del Procedimiento Técnico del COES N° 41 “Información Hidrológica para la Operación del SEIN” (PR-41), aprobado con Resolución N° 196-2016-OS/CD. Las oportunidades de mejora identificadas fueron: i) Incorporar una definición de volumen útil de un embalse que contemple las restricciones operativas de cada embalse; ii) Considerar un rango de tiempo

de desplazamiento del agua desde cada embalse hasta la central, así como el contenido del estudio hidrológico anual; iii) Incluir un plazo para la presentación del informe sustentatorio del modelo de pronósticos hidrológicos; iv) Incluir un plazo para la realización de mediciones batimétricas e inclusión del contenido del informe batimétrico a presentar; y, v) Considerar un plazo para que los generadores implementen nuevos puntos de medición.

Seguidamente, mediante la Resolución N° 102-2025-OS/PRES se publicó el proyecto de modificación del PR-41 para comentarios. Al respecto, dentro del plazo establecido, se recibieron los comentarios presentados por las empresas Engie Energía Perú S.A.A., Statkraft Perú S.A., Kallpa Generación S.A., Orygen Perú S.A.A. y Empresa de Generación Huallaga S.A.

Sobre el particular, en el Informe Técnico N° 077-2026-GRT y el Informe Legal N° 078-2026-GRT de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y de la asesoría legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, se han analizado la propuesta presentada por el COES, la respuesta a las observaciones efectuadas a la misma, así como la opinión del COES y los comentarios recibidos, además de la información complementaria remitida; por lo que recomiendan la modificación del PR-41.

Revisada la propuesta, los miembros del Consejo Directivo acordaron, mediante Resolución N° 20-2026-OS/CD, modificar el Procedimiento Técnico del COES N° 41 “Información Hidrológica para la Operación del SEIN”, aprobado con Resolución N° 196-2016-OS/CD.

4.6. Resolución que aprueba la calificación de sistemas de distribución eléctrica de diversas empresas en los sectores de distribución típicos, y dictan otras disposiciones.

El Ing. Miguel Juan Revolo Acevedo, Gerente de Regulación de Tarifas (e), y el Ing. Luis Enrique Grajeda Puelles, Gerente de la División de Distribución Eléctrica de la Gerencia de Regulación de Tarifas, sometieron a consideración del Consejo Directivo la Resolución que califica los sistemas de distribución eléctrica de diversas empresas en sectores de distribución típicos, para los periodos 2026 - 2030 y 2027 – 2031.

El artículo 66 del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), establece que el Valor Agregado de Distribución (VAD) se calcula individualmente para cada empresa concesionaria de distribución eléctrica que preste servicio a más de 50 000 suministros, de acuerdo al procedimiento que fije el Reglamento de la LCE y que, para las demás empresas concesionarias, se calcula de forma agrupada, conforme lo aprobado por el Ministerio de Energía y Minas, a propuesta de Osinermin.

Debido a esto, estando por finalizar la vigencia de los VAD fijados mediante Resoluciones N° 189-2022-OS/CD y N° 187-2023-OS/CD, y conforme al Informe Técnico N° 062-2026-GRT/OS y al Informe Legal N° 063-2026-GRT/OS de la División de Distribución Eléctrica y de la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, para la elaboración de los estudios de costos del VAD y la aplicación de las tarifas de distribución eléctrica correspondiente al periodo 1 de noviembre de 2026 al 31 de octubre de 2030, se recomienda calificar los sectores de distribución típicos de las empresas: Chavimochic, CVC Energía, Edelsa, Egepsa, Electro Dunas, Electro Pangoa, Electro Tocache, Emsemsa (administrado por Adinelsa), Emseusa, Pluz Energía Perú, Luz del Sur y Sersa para el periodo 01 de noviembre de 2026 al 31 de octubre de 2030. Asimismo, para el periodo 01 de noviembre de 2027 al 31 de octubre de 2031, se recomienda calificar los sectores de distribución típicos de las empresas: Adinelsa, Electro Oriente, Electro Puno, Electro Sur Este, Electro Ucayali, Electrocentro, Electronoroeste, Electronorte, Electrosur, Hidrandina y Seal.

Además, se propone designar para cada Sector de Distribución Típico de los concesionarios que prestan el servicio público de electricidad hasta cincuenta mil suministros, a las empresas concesionaria de distribución que se encargarán de realizar el estudio de costos correspondiente, así como los sistemas eléctricos representativos:

- Sector de Distribución Típico 2: Empresa CVC Energía, sistema eléctrico Villacurí
- Sector de Distribución Típico 3: Empresa Electro Tocache, sistema eléctrico Tocache
- Sector de Distribución Típico 4: Empresa Egepsa, sistema eléctrico Pangoa (Egepsa)
- Sector de Distribución Típico SER: Empresa Eilhicha, sistema eléctrico SER Chacas

Revisada la propuesta, los miembros del Consejo Directivo acordaron, mediante Resolución N° 14-2026-OS/CD, disponer la calificación de los sistemas de distribución eléctrica de diversas empresas en sectores de distribución típicos, para los periodos 2026 - 2030 y 2027 – 2031.

4.7. Resoluciones que aprueban la liquidación del Plan Anual 2023 de las Concesiones de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos:

4.7.1 Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao.

El Ing. Miguel Juan Révolo Acevedo, Gerente de Regulación de Tarifas, y el Ing. Raúl Edgardo Montoya Benites, Gerente de la División de Gas Natural (e) de la Gerencia de Regulación de Tarifas, sometieron a consideración del Consejo Directivo la aprobación de la Liquidación del Plan Anual 2023 de la Concesión de Distribución de gas natural por red de ductos de Lima y Callao.

Mediante Decreto Supremo N° 040-2008-EM, se aprobó el Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, en cuyo literal d) del artículo 63c, se establece que Osinergmin debe realizar la liquidación del Plan Quinquenal de Inversiones y de los planes anuales, así como aprobar el procedimiento necesario para realizar dichas liquidaciones. Asimismo, se señala que la liquidación debe realizarse considerando la información presentada por el Concesionario de distribución de Gas Natural y los resultados de la supervisión de la ejecución de las inversiones aprobadas.

En ese marco, con Resolución N° 299-2015-OS/CD, Osinergmin aprobó la Norma “Procedimiento para la Liquidación del Plan Quinquenal de Inversiones de las Concesiones de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos”.

Mediante Resolución N° 014-2023-OS/CD publicada el 30 de enero de 2023 se aprobó el Plan Anual 2023 de la Concesión de Lima y Callao sobre la base del PQI aprobado con Resolución N° 079-2022-OS/CD y modificatoria, que fue posteriormente actualizado con Resolución N° 014-2024-OS/CD y modificatoria.

Luego de la evaluación respectiva, conforme a los Informes N° 067-2026-GRT y N° 068-2026-GRT, elaborados por la División de Gas Natural de la Gerencia de Regulación de Tarifas y los Informes N° 4035, N° GSE/DSR-760-2025, N° GSE/DSR-766-2025 y N° GSE/DSR-177-2026 elaborados por la División de Supervisión Regional de la Gerencia de Supervisión de Energía, se concluye que el saldo de la liquidación anual del Plan Anual 2023 asciende a USD

–348 281. Dicho monto será actualizado considerando los costos unitarios vigentes a la fecha en que se realice la Liquidación del Plan Quinquenal de Inversiones 2022-2026.

Asimismo, los factores correspondientes a la liquidación del Plan Anual 2023 de la Concesión de Lima y Callao, son los siguientes:

- Factor de Ajuste por Variación del Plan Anual del año 2023 (FPA₂₀₂₃): 0,799641
- Factor de Ajuste por Variación de Instalaciones Ejecutadas del año 2023 (FIE₂₀₂₃): 1,270067
- Factor de Ajuste por Variación de Instalaciones Supervisadas del año 2023 (FIS₂₀₂₃): 0,927257

Revisada la propuesta, los miembros del Consejo Directivo acordaron, mediante Resolución N° 15-2026-OS/CD, aprobar la Liquidación del Plan Anual de Inversiones 2023 de la Concesión de distribución de gas natural por red de ductos de Lima y Callao.

4.7.2 Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el departamento de Ica

El Ing. Miguel Juan Révolo Acevedo, Gerente de Regulación de Tarifas, y el Ing. Raúl Edgardo Montoya Benites, Gerente de la División de Gas Natural (e) de la Gerencia de Regulación de Tarifas, sometieron a consideración del Consejo Directivo la aprobación de la Liquidación del Plan Anual 2023 de la Concesión del Sistema de distribución de gas natural por red de ductos en el departamento de Ica.

Mediante Decreto Supremo N° 040-2008-EM, se aprobó el Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, en cuyo literal d) del artículo 63c, se establece que Osinergmin debe realizar la liquidación del Plan Quinquenal de Inversiones y de los planes anuales, así como aprobar el procedimiento necesario para realizar dichas liquidaciones. Asimismo, se señala que la liquidación debe considerar la información presentada por el Concesionario de distribución de Gas Natural y los resultados de la supervisión de la ejecución de las inversiones aprobadas.

En ese marco, con Resolución N° 299-2015-OS/CD, Osinergmin aprobó la Norma “Procedimiento para la Liquidación del Plan Quinquenal de Inversiones de las Concesiones de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos”.

Asimismo, mediante Resolución N° 031-2023-OS/CD se aprobó el Plan Anual 2023 de la Concesión de Ica sobre la base del Plan Quinquenal de Inversiones 2022 - 2026 aprobado con Resolución N° 047-2022-OS/CD y modificatorias.

Luego de la evaluación respectiva, conforme a los Informes N° 069-2026-GRT y N° 070-2026-GRT, elaborados por la División de Gas Natural de la Gerencia de Regulación de Tarifas y los Informes N° 4037, N° GSE/DSR-761-2025, y N° GSE/DSR-768-2025 elaborados por la División de Supervisión Regional de la Gerencia de Supervisión de Energía, se concluye que la liquidación del Plan Anual 2023 de la Concesión de Ica asciende a USD -66 539. Dicho monto será actualizado considerando los costos unitarios vigentes a la fecha en que se realice la Liquidación del Plan Quinquenal de Inversiones 2022–2026.

Finalmente, los factores correspondientes a la liquidación del Plan Anual 2023 de la Concesión de Ica, son los siguientes:

- Factor de Ajuste por Variación del Plan Anual del año 2023. (FPA₂₀₂₃): 0,873558
- Factor de Ajuste por Variación de Instalaciones Ejecutadas del año 2023 (FIE₂₀₂₃): 0,996357
- Factor de Ajuste por Variación de Instalaciones Supervisadas del año 2023 (FIS₂₀₂₃): 0,991678

Revisada la propuesta, los miembros del Consejo Directivo acordaron, mediante Resolución N° 16-2026-OS/CD, aprobar la Liquidación del Plan Anual de Inversiones 2023 de la Concesión del Sistema de distribución de gas natural por red de ductos en el departamento de Ica.

4.8. Resolución que modifica los cronogramas de los Procesos de Fijación de las tarifas de distribución de gas natural por red de ductos de las Concesiones de Lima y Callao e Ica para el periodo 2026-2030

El Ing. Miguel Juan Révolo Acevedo, Gerente de Regulación de Tarifas, y el Ing. Raul Edgardo Montoya Benites, Gerente de la División de Gas Natural de la Gerencia de Regulación de Tarifas, sometieron a consideración del Consejo Directivo la resolución que modifica los cronogramas aplicables a los Procedimientos de Fijación de las tarifas de distribución de gas natural por red de ductos correspondientes a las Concesiones de Lima y Callao e Ica para el periodo regulatorio 2026-2030.

Con Resolución N° 080-2012-OS/CD se aprobó la norma “Procedimientos para Fijación de Precios Regulados” que establece en su Anexo C.2 el “Procedimiento para Fijación de las Tarifas de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, Acometidas y Cargos de Mantenimiento, Corte y Reconexión”.

Estando próximo el término de vigencia de las tarifas de las Concesiones de Lima y Callao e Ica, se iniciaron los procesos regulatorios correspondientes al periodo 2026–2030, para lo cual se establecieron los respectivos cronogramas en estricta concordancia con las etapas y plazos previstos en el mencionado Anexo C.2.

No obstante, en el caso de la Concesión de Lima y Callao, la evaluación previa de la propuesta de Plan Quinquenal de Inversiones (PQI) —que debía culminar en octubre de 2025— se prolongó debido a las reiteradas observaciones formuladas por la Dirección General de Hidrocarburos (DGH), al no resultar concordante con la Política Energética vigente, obteniéndose recién un pronunciamiento favorable de la DGH el 24 de diciembre de 2025. Dicha situación redujo de manera significativa el plazo de tres (3) meses previsto en el cronograma para la realización de los análisis técnicos, económicos y legales previos a la publicación del proyecto de resolución tarifaria.

Adicionalmente en el artículo 63c del TUO del Reglamento de Distribución de gas natural por red de ductos se establece que corresponde a Osinergmin liquidar el PQI tomando en cuenta su ejecución y la de los planes anuales que lo integran. En tal sentido, habiendo culminado recientemente el año 2025, a la fecha no se cuenta con la información sobre las instalaciones ejecutadas que deben reportar los concesionarios, conforme a lo dispuesto en el artículo 7 del Procedimiento aprobado mediante Resolución N° 188-2012-OS/CD, lo

que imposibilita concluir con la liquidación del Plan Anual 2025 y, consecuentemente, con la liquidación integral del PQI 2022-2026, cuyo resultado debe ser considerado en la base tarifaria de los procesos regulatorios de las Concesiones de Lima y Callao e Ica en curso.

Conforme a lo expuesto, en el Informe Técnico Legal N° 066-2026-GRT de la Gerencia de Regulación de Tarifa se sustenta la necesidad de ampliar el plazo establecido en el ítem g) de los cronogramas de los procesos regulatorios de las Concesiones de Lima y Callao e Ica, para la publicación del proyecto de resolución tarifaria.

Revisada la propuesta, los miembros del Consejo Directivo acordaron, mediante Resolución N° 17-2026-OS/CD, aprobar la modificación del cronograma del proceso regulatorio de la Concesión de Ica y de la Concesión de Lima y Callao.

5. PEDIDOS

Pedido N° 01-04-2026:

El Ing. Aurelio Ochoa formuló el siguiente pedido:

- “Que se haga de conocimiento previo al Consejo Directivo del informe de opinión no vinculante que emitirá Osinergmin sobre el proyecto de modificación al Contrato BOOT de la Concesión de Distribución de Gas Natural por red de ductos de Lima y Callao”

Pedido N° 02-04-2026:

El Ing. Aurelio Ochoa formuló el siguiente pedido:

- “Que se coordine con los demás organismos reguladores para emitir un pronunciamiento conjunto a fin de respaldar a OSITRAN respecto al tema del Puerto de Chancay”

No habiendo otros asuntos que tratar y siendo las 11:30 a.m., el Presidente dio por concluida la sesión.

Firmado Digitalmente por:
CHAMBERGO RODRIGUEZ
Omar Franco FAU
20376082114 soft
Fecha: 17/03/2026 17:37:23

Ing. Omar Chambergo Rodriguez
Presidente

Firmado Digitalmente por:
OCHOA ALENCASTRE
Aurelio Ernesto FAU
20376082114 hard
Fecha: 12/03/2026 08:06:59

Ing. Aurelio Ochoa Alencastre
Vicepresidente

Firmado Digitalmente por:
SANCHEZ MODENA Cesar
Antonio FAU 20376082114
soft
Fecha: 11/03/2026 10:59:26

Ing. César Sánchez Módena
Miembro

Firmado Digitalmente por:
DAMMERT LIRA Alfredo
Juan Carlos FAU
20376082114 soft
Fecha: 10/03/2026 09:17:44

Ing. Alfredo Dammert Lira
Miembro