

Resolución de Consejo Directivo con la que se declara no haber lugar a la solicitud de nulidad e infundados los recursos de reconsideración interpuestos por Transportadora de Gas del Perú S.A. y Gas Natural de Lima y Callao S.A. contra la Resolución N° 051-2025-OS/CD, mediante la cual, se fijaron los valores del Factor de Referencia a la Contratación de transporte firme de gas natural, mayo de 2025 a abril 2029

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA OSINERGMIN N° 126-2025-OS/CD

Lima, 24 de junio del 2025

CONSIDERANDO:

1. ANTECEDENTES

Que, con fecha 15 de abril de 2025, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería ("Osinergmin"), publicó en el diario oficial El Peruano la Resolución N° 051-2025-OS/CD ("Resolución 051"), mediante la cual, se fijaron los valores del Factor de Referencia a la Contratación ("FRC") de transporte firme de gas natural, para el periodo comprendido entre el 1 de mayo de 2025 al 30 de abril 2029;

Que, con fecha 12 de mayo de 2025, las empresas Transportadora de Gas del Perú S.A. ("TGP") y Gas Natural de Lima y Callao S.A. ("Cálidda") interpusieron recursos de reconsideración contra la Resolución 051;

Que, respecto de los recursos de reconsideración de TGP y Cálidda, con fechas 26, 28 y 30 de mayo de 2025 se recibieron las opiniones y sugerencias de las empresas Engie Energía Perú S.A. ("Engie"), Orygen Perú S.A.A. ("Orygen") y Compañía Eléctrica El Platánal S.A. ("Celepsa"), respectivamente;

Que, con fecha 15 de junio de 2025, TGP presentó información complementaria sobre su recurso de reconsideración interpuesto contra la Resolución 051, mediante la cual presenta una respuesta a los comentarios presentados por Engie, Orygen y Celepsa;

Que, en ese sentido, es materia del presente acto administrativo y sus informes de sustento, el análisis y pronunciamiento de los recursos impugnativos de TGP y Cálidda, el cual incluye el análisis de los comentarios presentados por los interesados y la recurrente.

2. ACUMULACIÓN DE PROCESOS

Que, en el artículo 160 del Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 004-2019-JUS ("TUO de la LPAG"), se establece que la autoridad responsable de la instrucción, por propia iniciativa o a instancia de los administrados, dispone mediante resolución irrecurrible, la acumulación de los procedimientos en trámite que guarden conexión;

Que, de la revisión de los recursos formulados por las recurrentes y atendiendo a la naturaleza conexa de sus peticiones, se verifica que éstos no confrontan intereses incompatibles, por el contrario, comparten el mismo contenido. En ese sentido, resulta procedente que el Consejo Directivo de Osinergmin, como órgano competente, disponga la acumulación de los procedimientos originados por la presentación de los citados recursos de reconsideración, a efectos de que sean tramitados y resueltos conjuntamente en decisión única.

3. LOS RECURSOS DE RECONSIDERACIÓN Y ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, las recurrentes solicitan la modificación de la resolución impugnada, en virtud de los siguientes extremos:

i. Se recalcule el FRC para el periodo del 1 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029, aplicando los criterios y metodología contenidos en el Anexo N° 2 de la Resolución N° 096-2021-OS/CD ("Resolución 096"); y,

ii. Se declare la nulidad de la Resolución 051 por infringir el requisito de motivación de los actos administrativos y los principios de debido procedimiento y de legalidad.

3.1. FUNDAMENTOS DE LOS RECURSOS

3.1.1. Sobre el recálculo del FRC para el periodo 2025 - 2029

i. Sobre las competencias del COES en la determinación del FRC

Que, las recurrentes señalan que el COES ostenta una función importante en la fijación del FRC, al ser la entidad encargada de coordinar la operación del SEIN en el corto, mediano y largo plazo;

Que, TGP sostiene que, conforme al marco normativo vigente, la elaboración del despacho operativo esperado es una función especializada del COES, que debe basarse en criterios de confiabilidad y mínimo costo. Añade que esta propuesta técnica constituye un insumo indispensable para el cálculo del FRC, siendo elaborada bajo los criterios técnicos establecidos en la Resolución Ministerial N° 111-2011-MEM/DM ("RM 111-2011"). Por tanto, cualquier apartamiento de la propuesta del COES, desnaturalizaría su rol técnico;

Que, Cálidda argumenta que el COES es un agente activo y determinante en la fijación del FRC en tanto remite a Osinergmin los insumos necesarios para la determinación del FRC, responsabilidad en la exposición de motivos del Decreto Supremo N° 003-2021-EM. A su juicio, la propuesta técnica del COES debería tener carácter vinculante, en la medida que su omisión o reemplazo arbitrario afectaría la predictibilidad del sistema y el principio de seguridad jurídica. La empresa cuestiona que Osinergmin no haya considerado plenamente dicha propuesta en la Resolución 051, resaltando que el Regulador no puede apartarse de ella sin motivación ni un análisis riguroso;

Que, TGP añade que, de acuerdo con el PR-25, ante discrepancias con la propuesta del COES, Osinergmin debió formular observaciones a ser subsanadas por dicho organismo, lo que no ocurrió.

ii. Sobre la transparencia en la publicación del proyecto de fijación de FRC

Que, TGP señala que, la aprobación del FRC no está sujeta a un procedimiento de audiencia pública ni a la prepublicación. Indica que, por ello, se le ha asignado al COES la función de garantizar esta transparencia y participación en una etapa previa, en el cual el COES evalúa los comentarios recibidos y emite un informe final que remite a Osinergmin para la determinación del FRC. Enfatiza que el COES cumplió con el principio de transparencia al publicar su propuesta del FRC para comentarios, de conformidad con el PR-25 e incorporar observaciones formuladas por los agentes del mercado;

Que, TGP agrega que, al apartarse sustancialmente de la propuesta del COES -al incluir 23 proyectos adicionales en su escenario base-, introdujo una modificación metodológica sin efectuar un proceso de consulta. Para respaldar su argumento, TGP invoca la Resolución N° 299-2009-OS/CD, en la cual el propio Regulador habría retrotraído un procedimiento tarifario por introducir criterios nuevos sin habilitar un proceso de participación previa;

Que, señala que, si Osinergmin consideró que debía apartarse de la propuesta del COES, debió justificar dicha omisión; como consecuencia, TGP indica que la Resolución 051 atenta contra el principio de transparencia contenido en el artículo 8 del Reglamento General de Osinergmin;

Que, Cálidda indica que, si bien el procedimiento de aprobación del FRC no posee naturaleza tarifaria, se debe tener en consideración que el FRC tiene incidencia directa en los precios del mercado de corto plazo, así como en

las tarifas. Asimismo, la obligación normativa de publicar el proyecto de aprobación del FRC se enmarca dentro de lo establecido en el numeral 1.12 del Título Preliminar del TUO de la LPAG, en los artículos 8 y 25 del Reglamento General de Osinergrmin y en el Decreto Supremo N° 009-2024-JUS; que, a su juicio, resultan aplicables;

Que, Cálidda subraya que la omisión de la repubicación del FRC debilita la sostenibilidad del sistema de transporte y distribución de gas natural, en tanto que incentiva decisiones contractuales que podrían afectar la masificación del gas fuera de Lima y Callao;

Que, Cálidda agrega que, en virtud de la Guía de Política Regulatoria N° 1: Guía Metodológica para la realización de Análisis de Impacto Regulatorio ("RIA") aprobada por Osinergrmin, el RIA es de aplicación obligatoria, de ese modo, Osinergrmin se encontraría obligado de realizar una consulta pública de los proyectos de resoluciones o normas a efectos de obtener información relevante de los grupos de interés;

Que, por lo expuesto, ambas empresas argumentan que Osinergrmin vulneró el principio de procedimiento regular consagrado en el artículo 3.5 del TUO de la LPAG.

iii. Sobre la información utilizada para la fijación del FRC del periodo 2025 - 2029

Que, las recurrentes sostienen que Osinergrmin incurrió en un error al utilizar, para la determinación del FRC, información proveniente del proceso de fijación de peajes y compensaciones SST y SCT del periodo 2025-2029. En opinión de ambas empresas, este procedimiento tiene una finalidad distinta -la asignación de costos de uso de infraestructura de transmisión- y no está orientado a garantizar la confiabilidad operativa del SEIN en condiciones críticas. En ese sentido, TGP considera que utilizar los resultados del modelo Perseo 2.0, desarrollado para dicho proceso tarifario, resulta improcedente y contrario al enfoque técnico previsto en el PR-25;

Que, TGP enfatiza que, el Regulador utilizó como base de su simulación de despacho operativo esperado archivos de demanda, oferta, red, combustible e hidrología generados para un proceso regulatorio diferente y aún en curso. Esta decisión conllevó a la inclusión de 23 proyectos adicionales de generación -no considerados por el Coes-, lo que derivó en una sobreestimación de la oferta de generación y una subestimación del respaldo térmico requerido, alterando el consumo proyectado de gas natural y generando un FRC que no refleja la realidad del sistema;

Que, Cálidda cuestiona la simulación del Despacho Operativo Esperado generado con el Modelo Perseo 2.0, que originalmente se preparó para el proceso de fijación de los peajes y compensaciones SST y SCT, haya utilizado un escenario "idealizado" que contempla una hidrología promedio y la entrada acelerada de más de 4,182 MW de proyectos de generación renovable sin justificación alguna. A su juicio, este enfoque no refleja condiciones realistas de estrés del SEIN. Además, sostiene que utilizar la información del proceso de peajes y compensaciones 2025 - 2029, Osinergrmin desnaturalizaría el carácter vinculante de la información remitida por el COES, generando inseguridad jurídica.

iv. Sobre la incorporación de generación renovable con baja viabilidad

Que, las recurrentes sostienen que Osinergrmin ha incorporado una expansión proyectada de generación renovable con baja probabilidad de ejecución, lo que distorsionaría significativamente los resultados del cálculo del FRC;

Que, precisan que Osinergrmin ha considerado 4 182,2 MW de nueva capacidad RER para el periodo 2025-2029 sin justificación, incluyendo, de acuerdo con TGP, proyectos no licitados, sin contrato, o en etapas preliminares de desarrollo, muchos de los cuales no figuran en el sistema de supervisión de obras del Regulador. Asimismo, Cálidda agrega que muchos de estos proyectos tienen permisos vencidos o en vías de vencimiento, escaso avance en construcción, o han estado en desarrollo por más de una década, sin mostrar

progresos significativos. Algunos incluso dependen de decisiones del FONAFE para su aprobación, lo que añade un nivel adicional de incertidumbre;

Que, las recurrentes señalan que esta inclusión, constituiría una proyección artificialmente optimista que no refleja con realismo el comportamiento futuro del sistema eléctrico;

Que, TGP señala que, con el objetivo de evidenciar la limitada viabilidad de los proyectos RER considerados en el despacho esperado utilizado para el cálculo del FRC, se realizó una evaluación tipo semáforo, clasificando cada proyecto como verde, ámbar o rojo, en función de su grado de avance y probabilidad de ejecución. Esta categorización permitió identificar que una proporción significativa de la capacidad renovable proyectada corresponde a proyectos clasificados en nivel rojo, es decir, con escasos o nulos avances administrativos, técnicos o contractuales, lo que refuerza la posición de que la expansión considerada por Osinergrmin carece de fundamento realista;

Que, TGP indica que, al sobreestimar la generación renovable -caracterizada por su baja confiabilidad operativa- se reduce artificialmente la participación de las unidades térmicas a gas natural en el despacho esperado;

Que, finalmente, TGP enfatiza que esta desviación no solo vulnera el marco metodológico establecido, sino que también genera señales económicas inadecuadas al mercado, afectando negativamente la sostenibilidad del sistema gasífero y la seguridad energética del país;

Que, Cálidda, teniendo en consideración el informe de Gerens, señala que el escenario considerado por Osinergrmin no cumple con los criterios establecidos en el PR-25, en la RM 111-2021 ni en el RLCE.

v. Sobre la contratación firme de transporte

Que, TGP sostiene que la fijación de valores bajos del FRC -como el 1,23 % para ciclo simple- genera una señal económica distorsionada, al permitir que las centrales térmicas accedan al 100 % del pago por potencia sin asegurar, en términos reales, la contratación firme del gas necesario para respaldar su potencia efectiva. Esta situación crea incentivos para que los generadores opten por contratos de transporte interrumpibles o mínimos, debilitando el rol del FRC como instrumento de anclaje de demanda en el sistema de gas natural;

Que, TGP indica que este desalineamiento entre el reconocimiento de potencia y la exigencia de contratación firme promueve un comportamiento racional pero oportunista de los agentes, que preferirán minimizar sus compromisos de largo plazo, trasladando los riesgos operativos al sistema. Esta lógica contradice -según la recurrente- el objetivo original del FRC como garantía de respaldo térmico ante condiciones críticas del SEIN, como estiajes severos o eventos extremos de oferta;

Que, asimismo, TGP advierte que esta señal económica inadecuada deteriora progresivamente la sostenibilidad del mercado de transporte y distribución de gas natural, al erosionar la demanda firme que justifica inversiones en infraestructura. En particular, señala que la desincentivación de contratos firmes compromete la viabilidad financiera tanto del ducto operado por TGP como de las redes de distribución como la de Cálidda;

Que, finalmente, TGP enfatiza que este desalineamiento contradice criterios regulatorios previamente sostenidos por Osinergrmin, como los contenidos en el Informe N° 184-2008-GART, donde se reconocía la importancia de contar con señales regulatorias claras para incentivar la contratación de capacidad firme de transporte, tanto por razones de eficiencia económica en la generación eléctrica como por la necesidad de garantizar la confiabilidad y seguridad del abastecimiento energético en el país.

vi. Sobre la supuesta afectación a la confiabilidad y seguridad del SEIN

Que, las recurrentes señalan que, las centrales térmicas, especialmente las de ciclo combinado, aportan servicios esenciales, tales como inercia rotacional, regulación de frecuencia y capacidad de rampas rápidas para cubrir variaciones abruptas; en ese sentido, a su criterio, si el FRC aprobado desincentiva la contratación

de capacidad de transporte firme de gas y, por lo tanto, la disponibilidad real de estas plantas, el COES perdería margen de maniobra ante las intermitencias por la alta integración de la generación RER, forzando esquemas de desconexión o rechazo automático de carga más frecuentes para sostener la frecuencia, con el riesgo de la ocurrencia de una mayor cantidad de apagones en todo el SEIN;

Que, hace referencia a casos internacionales, citando colapsos de red de España y Chile. Al respecto, según la recurrente, estos eventos muestran que un sistema eléctrico con muchas fuentes de generación intermitentes y con poco respaldo firme se vuelve muy sensible.

3.1.2. Sobre la nulidad de la Resolución 051

Que, las recurrentes solicitan la nulidad de la Resolución 051 al considerar que esta adolece de vicios que afectan su validez, de conformidad con el artículo 10 del TUO de la LPAG;

Que, coinciden en que Osinermin se apartó de la propuesta técnica del COES sin motivación suficiente y empleó insumos metodológicos no previstos en el PR-25, lo que a su entender configura una vulneración al principio de legalidad y a los requisitos de validez de los actos administrativos. Asimismo, consideran que la omisión de una etapa de participación o prepublicación vulnera el principio de procedimiento regular y afecta la predictibilidad del marco regulatorio, lo cual, a su juicio, amerita declarar la nulidad del acto impugnado.

3.2. ANÁLISIS DE OSINERMIN

3.2.1. Sobre el recálculo del FRC para el periodo 2025 - 2029

i. Sobre las competencias del COES en la determinación del FRC

Que, de conformidad con lo previsto en el artículo 110 del RLCE, modificado por el Decreto Supremo N° 003-2021-EM, para el cálculo de la potencia firme se considera un factor de indisponibilidad, el cual debe considerar la aprobación del FRC por parte de Osinermin, el cual debe reflejar el uso eficiente de la capacidad reservada diaria ("CRD") para el conjunto de generadores, según el tipo de tecnología de la central de gas natural;

Que, conforme establece la norma reglamentaria, el FRC es el valor que representa el porcentaje mínimo de contratación de transporte firme de gas natural (CRD), respecto de la capacidad máxima de transporte requerida, siendo que, el Regulador determina el FRC y su periodo de vigencia, teniendo en consideración periodos de mediano plazo que ostentan entre los dos a cinco años. Así, para el cálculo del FRC se toma en cuenta la información del escenario operativo esperado para las centrales de generación que utilizan gas natural, durante el periodo de vigencia que corresponda;

Que, por su parte, en el Anexo 2 de la Resolución 096 se ha dispuesto que hasta el 31 de enero del año que corresponda la determinación del FRC, el COES debe remitir a Osinermin información fuente para la determinación del FRC, la cual será obtenida del resultado de un despacho esperado de cuatro años, utilizando el modelo Perseo 2.0; en consecuencia, Osinermin determina el FRC cada cuatro años, considerándose como criterio para establecer el periodo de fijación el criterio de estabilidad de ingresos por potencia;

Que, de acuerdo con la normativa citada, queda claro que la atribución de determinar y aprobar los valores del FRC recae en Osinermin, en su calidad de autoridad administrativa del sector. Esta competencia prevista en el RLCE, constituye una competencia indelegable que no se comparte con otras entidades u otros actores, así como su carácter es irrenunciable;

Que, de conformidad con lo previsto en el artículo 74 del TUO de la LPAG, es nulo todo acto administrativo que contemple la renuncia a la titularidad, o la abstención del ejercicio de las atribuciones conferidas a algún órgano administrativo. Solo por ley o mediante mandato judicial expreso, en un caso concreto, puede ser exigible a una

autoridad no ejercer alguna atribución de su competencia; por tanto, no resulta jurídicamente válido delegar en el COES la función de determinar el FRC atendiendo sus cálculos sin revisión alguna;

Que, el COES ejerce funciones técnicas relevantes en la operación del SEIN, lo cual no se encuentra en debate, ello no implica que sus propuestas resulten vinculantes ni de aceptación automática. Es el Regulador que no solo posee la competencia para definir el FRC, sino también el deber de examinar los insumos recibidos del COES y verificar su sujeción a los criterios legales, técnicos y económicos, a su vez, es responsable por sus pronunciamientos en sus resoluciones y no el COES;

Que, asimismo, ninguna disposición de la Resolución 096 (criterios para el FRC), ni del marco normativo sectorial aplicable impone al Regulador una obligación de aceptación automática de dicha información o le da la categoría al informe del COES, como uno de carácter vinculante;

Que, el Regulador no es una unidad de trámite documentario para aceptar la información del COES y trasladar efectos de sus actos administrativos al mercado eléctrico y/o a la regulación económica, sin su debida evaluación, tal cual lo propone una entidad privada, no obstante, su personería de derecho público;

Que, sin estar previsto en la normativa y menos aún en una ley, resulta relevante remitirnos a lo previsto en el artículo 182.2 del TUO de la LPAG, que ordena que los informes se presumirán facultativos y no vinculantes, con las excepciones de ley;

Que, en consecuencia, Osinermin actúa conforme a su rol regulador al evaluar y, de ser necesario, ajustar las proyecciones remitidas por el COES. En contraposición a lo que alegan las recurrentes, asumir lo señalado por las empresas, implicaría desnaturalizar el rol del Regulador pues se estaría delegando la función de aprobar el FRC al COES. Es obligación de Osinermin cautelar que el FRC que se apruebe responda al principio de eficiencia y coadyuve al objeto para el que fue creado, dentro del marco legal vigente;

Que, en línea con ello, el propio COES ha reconocido expresamente que la determinación del FRC no forma parte de sus competencias. En el marco del proceso de aprobación del PR-25, según lo recogido en el Informe N° 298-2021-GRT (informe de sustento de la Resolución 096), el COES manifestó no tener injerencia sobre la determinación del FRC y precisó que corresponde a Osinermin verificar que dicho cálculo se encuentre alineado con las proyecciones del sistema;

Que, Osinermin se sujeta al principio del análisis de decisiones funcionales previsto en el artículo 13 del Reglamento General de Osinermin, por el cual se señala que el Regulador, en sus decisiones debe tener en cuenta los efectos que éstas puedan tener en los aspectos de fijación de tarifas, calidad, incentivos para la innovación, condiciones contractuales y todo otro aspecto relevante para el desarrollo de los mercados y la satisfacción de los intereses de los usuarios; no siendo finalidad del Decreto Supremo N° 003-2021-EM, ni del pronunciamiento de Osinermin velar por los ingresos del concesionario de transporte de gas natural quien procura la mayor contratación firme aun así ésta resulte sin utilidad para el servicio eléctrico;

Que, el FRC es un factor de "referencia" mínimo, no es obligatorio. Los acuerdos comerciales y de contratación, responden al análisis propio empresarial y la realidad del mercado;

Que, adicionalmente, el principio del análisis de decisiones funcionales debe aplicarse de forma concordada con los principios administrativos previstos en el Título Preliminar del TUO de la LPAG, el principio de eficiencia previsto en los artículos 8 y 42 de la LCE y los demás principios del Reglamento General de Osinermin, a efectos de que las decisiones del Regulador se emitan cumpliendo con el principio de legalidad, esto es con lo dispuesto y el sentido de las normas sectoriales específicas;

Que, en consecuencia, no corresponde delegarle al COES una competencia vinculante sobre la determinación del FRC, ni asumir que el Regulador actúa fuera de sus atribuciones al realizar ajustes sobre las proyecciones

recibidas, máxime si dichos ajustes se efectúan conforme a la legalidad y los principios del sistema regulatorio.

ii. Sobre la transparencia en la publicación del proyecto de fijación de FRC

Que, el procedimiento de aprobación del FRC no se encuentra sujeto a las exigencias formales previstas para los procedimientos tarifarios, ni al trámite de Análisis de Impacto Regulatorio reservado para las normas, ni para la aprobación de disposiciones normativas de carácter general, como las audiencias públicas o la prepublicación obligatoria de un proyecto normativo;

Que, en efecto, la determinación del FRC no configura un procedimiento tarifario en los términos de la Ley N° 27838 ni tampoco se trata de una disposición normativa para la aplicación de lo dispuesto en el Reglamento aprobado con Decreto Supremo N° 009-2024-JUS, sino se trata un acto administrativo emitido en el marco de las competencias de Osinergrmin establecidas en el RLCE;

Que, asimismo, la metodología aplicable al cálculo del FRC ha sido previamente aprobada por Osinergrmin mediante Resolución 096 junto con el PR-25. Este proceso fue adoptado cumpliendo con un proceso participativo, en concordancia con el artículo 5 del Reglamento del COES y la Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos, aprobado mediante Resolución N° 476-2008-OS/CD;

Que, en ese sentido, la transparencia respecto de la forma de cálculo del FRC fue garantizada desde la etapa de aprobación de los criterios y metodología, por lo que no resulta jurídicamente exigible una nueva etapa cada vez que el Regulador aplica la metodología;

Que, esta metodología a su vez, no obliga a Osinergrmin a considerar de forma obligatoria la información remitida por el COES, de ese modo, no se ha afectado la predictibilidad para los administrados. No corresponde una etapa de consulta cada vez que se aplica la metodología definida;

Que, en cuanto al derecho a la defensa, éste se mantiene y se ejercita a través de los recursos de reconsideración -como ha ocurrido en el presente caso-, lo cual aplica con la fijación de diversos factores vinculados a las tarifas, tal como lo dispone el artículo 11 de la Norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados", aprobada por Resolución 080-2012-OS/CD;

Que, en cuanto al caso alegado establecido en la Resolución N° 299-2009-OS/CD, cabe mencionar que, este no resulta aplicable al caso concreto, en tanto no existe una afectación a ningún requisito de validez y el caso anterior se trató de un procedimiento tarifario (Tarifas Básicas Iniciales de Transporte del Gasoducto Andino del Sur), proceso distinto a la materia de revisión;

Que, asimismo, la invocación de un RIA carece de sustento, en tanto dicho instrumento está orientado a la evaluación de nuevos marcos regulatorios o disposiciones normativas, y no a decisiones técnico-operativas adoptadas dentro de procedimientos preexistentes teniendo como resultado un acto administrativo. Por tanto, Osinergrmin ha cumplido con los requisitos procedimentales que le son exigibles, sin vulnerar el principio de procedimiento regular consagrado en el artículo 3.5 del TUO de la LPAG;

Que, el debido proceso y procedimiento regular se garantiza, no sólo con haber seguido los criterios y metodología, como también será sustentado por el área técnica, sino según lo establece el Anexo 2 de la Resolución 096 con la publicación del valor aprobado del FRC con una anticipación mínima de 15 días antes de su entrada en vigencia, y con el ejercicio del derecho de defensa, a través de la interposición de los recursos de reconsideración correspondientes, así como de obtener una decisión motivada sobre los mismos;

Que, en ese sentido, Osinergrmin ha actuado conforme con el principio de legalidad, sin haber vulnerado los principios del debido proceso, legalidad y transparencia.

iii. Sobre la información utilizada para la fijación del FRC del periodo 2025 - 2029

Que, no se configura un exceso de competencia ni una vulneración normativa cuando Osinergrmin fija el

FRC en base a los criterios y metodología aprobados con Resolución 096 en el marco de lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 003-2021-EM;

Que, esta normativa deja en claro los roles al COES, como suministrador de información, y a Osinergrmin como encargado de determinar el FRC. La actuación de Osinergrmin y los criterios aplicados en el año 2021, para el primer FRC, así como en el año 2025, para el actual FRC, es congruente, entonces sí el COES adoptó otros criterios en su evaluación de oferta y demanda, ello no obliga al Regulador a sujetarse a los mismos, pero sí debe sustentar lo aplicado y considerar los efectos de sus decisiones sobre el mercado;

Que, un escenario de oferta y demanda, está sujeto a un análisis técnico que el Regulador está facultado y especializado en realizar, según lo aplica en sus procedimientos regulatorios;

Que, no cabe admitir que, existen diferencias sustanciales de oferta y demanda para un mismo mercado y periodo, sólo en función de los intereses de los agentes en el acto administrativo a emitirse. Esto es, si el Regulador en sus decisiones tarifarias considera información de oferta y demanda, no debe ser obviada necesariamente esta evaluación objetiva, para otro acto administrativo que utiliza el mismo insumo;

Que, las recurrentes no han validado ni justificado las razones por las cuales la proyección de la demanda y expansión de la generación del SEIN deben ser distintas para fijación de peajes y compensaciones y para la fijación del FRC. Sin perjuicio de ello, resulta necesario precisar que Osinergrmin ha utilizado como base técnica un conjunto de insumos consistentes, incluyendo estimaciones de demanda, expansión de generación y precios de combustibles, obtenidos del proceso de fijación de Peajes y Compensaciones del SST y SCT, cuyo horizonte de análisis es exactamente coincidente con el periodo de vigencia del FRC. El uso de dicha base de datos como insumo para construir un despacho esperado es metodológicamente válido;

Que, adicionalmente, se recalca que no existe disposición normativa que obligue a incorporar escenarios hidrológicos críticos ni supuestos extremos. En el Anexo 2 de la Resolución 096, se establecen los criterios y metodología para el FRC, indicándose expresamente que el despacho operativo esperado debe ser realizado utilizando el modelo Perseo 2.0 y debe considerar condiciones que reflejen el comportamiento futuro del sistema;

Que, en línea con ello, Osinergrmin ha elaborado un escenario coherente con el periodo de análisis 2025-2029, aplicando una metodología que no es nueva ni excepcional, sino exactamente la misma empleada para la fijación del FRC en el periodo 2021-2025. En ambos casos, se ha respetado lo establecido en el marco legal vigente, sin introducir criterios ad hoc ni supuestos de estrés que distorsionarían el objetivo regulatorio del FRC;

Que, Osinergrmin, tomando como referencia -no como una obligación vinculante- la información provista del COES, ha considerado criterios del caso base del Estudio de Verificación del Margen de Reserva Firme Objetivo del Sistema al que se refiere la Resolución Ministerial N° 111-2011-MEM/DM, como por ejemplo el periodo de aplicación de (04) cuatro años;

Que, no se ha producido ningún apartamiento de la metodología. Se ha demostrado que se ha mantenido coherencia con el procedimiento técnico vigente, se ha aplicado de forma uniforme la misma lógica utilizada en la fijación anterior del FRC, y se ha ejercido plenamente la competencia regulatoria de Osinergrmin para construir y validar los insumos que sustentan técnicamente su decisión. Lo que plantean los recursos de reconsideración no solo carece de sustento normativo, sino que busca restringir indebidamente la autonomía técnica del regulador, en contravención del diseño normativo del esquema de fijación del FRC;

Que, en ese sentido, Osinergrmin, sujetándose a los criterios y metodología aprobados, así como en función del principio de verdad material, debe utilizar la mejor información técnica disponible que refleje de forma adecuada las condiciones del sistema, alineadas con los criterios de confiabilidad, eficiencia y sostenibilidad.

iv. Sobre la incorporación de generación renovable con baja viabilidad

Que, diversos elementos técnicos, regulatorios y de mercado confirman que es razonable y viable esperar una incorporación significativa de generación RER no convencional en el SEIN durante el periodo 2025-2029. Por un lado, el Subcomité de Generadores del COES (SCG) proyectó, en el marco de la Fijación de Precios en Barra 2025-2026 (FITA 2025-2026), el ingreso de más de 3 490 MW de nueva capacidad entre 2025 y 2027, de los cuales una proporción sustancial corresponde a tecnologías renovables, incluso sin considerar centrales como la CH San Gabán III.

Que, esta expectativa de crecimiento se ve reforzada por la reciente modificación de la Ley N° 28832 mediante la Ley N° 32249, que eliminó restricciones contractuales previas al permitir la compra separada de energía y potencia en el mercado regulado, ampliando así las oportunidades comerciales para proyectos RER, particularmente solares y eólicos, al flexibilizar los requerimientos de respaldo de Potencia Firme;

Que, la experiencia reciente evidencia que varios proyectos RER no convencional han ingresado al sistema sin necesidad de licitaciones ni subastas RER, demostrando que existe una dinámica de mercado que permite su desarrollo autónomo. Este comportamiento se ve favorecido por la reducción sostenida en los costos de instalación, mejoras en eficiencia tecnológica y menores tiempos de ejecución, factores que, sumados a los altos niveles de irradiancia solar y viento en el Perú, consolidan condiciones propicias para una mayor penetración de generación renovable;

Que, para la proyección de la oferta de generación, se han considerado los proyectos con alta posibilidad de ingreso en operación durante el periodo 2025-2029, así como la información contenida en la propuesta de la FITA 2025-2026 elaborada por el SCG. En el caso de proyectos con cronogramas retrasados, las fechas estimadas de entrada en operación han sido ajustadas considerando los atrasos identificados, en base a la mejor información disponible al 10 de abril de 2025, proveniente de Osinergmin, el COES, el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), los desarrolladores de proyectos, entre otros;

Que, la base de datos de proyectos en supervisión de Osinergmin solo incluye aquellos que cuentan con Concesión Definitiva de Generación (CDG), por lo que no representa el universo completo de proyectos en curso. Existen iniciativas que se encuentran en etapa de obtención de CDG o tramitando estudios adicionales, y que ya cuentan con validaciones técnicas del COES, como los Estudios de Pre-Operatividad (EPO);

Que, la valoración realizada por los recurrentes en sus informes que acompañan su recurso no constituye un análisis probabilístico en sentido estricto, toda vez que la probabilidad, desde un enfoque técnico, implica un cálculo numérico de la ocurrencia de un evento; sin embargo, en dichos informes se emplea un criterio cualitativo basado en observaciones subjetivas, expresado mediante una clasificación tipo “semáforo”;

Que, respecto a la supuesta incertidumbre en el ingreso de proyectos hidroeléctricos -en particular aquellos impulsados por empresas estatales y cuya ejecución dependería de la aprobación de FONAFE-, la CH Aricota 2 y la CH Tupuri, citadas como ejemplos de proyectos inciertos, han ingresado en operación comercial e incorporado al SEIN el 24 de enero y el 28 de febrero de 2025, respectivamente, lo cual evidencia que tales observaciones no se conciben con la realidad actual;

Que, respecto al argumento de que los proyectos estatales requerirían necesariamente la aprobación de FONAFE, corresponde señalar que, según el informe que anexa TGP, existen proyectos como la CH Moquegua 1 y la CH Moquegua 3 que ya cuentan con financiamiento, lo cual refuerza su viabilidad. Adicionalmente, en el informe que anexa CALIDDA se califican como viables algunos de los proyectos hidroeléctricos que la propia recurrente había cuestionado en su recurso, lo cual evidencia una falta de consistencia en su argumento;

Que, la información disponible y los hechos constatables contradicen la afirmación de que los

proyectos hidroeléctricos incluidos por Osinergmin en el análisis carecerían de sustento o viabilidad, por lo que no existe base objetiva para excluirlos del periodo de evaluación;

Que, la ausencia de una Concesión Definitiva de Generación (“CDG”) al momento del análisis no constituye un impedimento válido para considerar el ingreso de un proyecto de generación, siempre que cuente con estudios aprobados y se encuentre dentro de plazos administrativos razonables. La experiencia reciente en el SEIN demuestra que varios proyectos de generación no convencional han alcanzado su operación comercial en plazos relativamente breves. Por ejemplo, la Central Solar Matarani inició obras en agosto de 2023 y obtuvo su operación comercial (“OC”) en septiembre de 2024, tras haber recibido su CDG en 2023. De manera similar, la Central Eólica Punta Lomitas pasó de iniciar obras en septiembre de 2021 a entrar en operación en junio de 2023, mientras que la Central Eólica San Juan fue implementada entre abril de 2022 y abril de 2024. Estos casos evidencian que los plazos de desarrollo de proyectos renovables son compatibles con el horizonte de análisis 2025-2029, por lo que su inclusión resulta técnica y procedimentalmente justificada;

Que, se ha comprobado que diversos proyectos de generación RER no convencional, como la CS San Martín (252 MW), han sido ejecutados en plazos significativamente menores a los previstos, ingresando a operación comercial en poco más de un año desde el inicio de su construcción. Esta evidencia demuestra que, aun en el caso de centrales de gran magnitud, los plazos de implementación pueden ser acotados, especialmente cuando ya cuentan con estudios aprobados por el COES. En ese sentido, la ausencia temporal de la CDG no constituye un impedimento técnico suficiente para excluir estos proyectos del análisis del FRC, pues resulta plenamente factible su incorporación al sistema eléctrico durante el periodo 2025-2029;

Que, el COES ha reconocido la existencia de una amplia cartera de proyectos de generación RER no convencionales (excluyendo hidroeléctricas RER), basados en Estudios de Pre-Operatividad (EPO) aprobados, en el potencial identificado por zonas y en el conocimiento de proyectos con estudios preliminares, alcanzando un total estimado de 26 420 MW. Así lo señala en su Informe COES/DP-01-2025, en el cual también indica que, debido a que los costos de inversión en proyectos solares y eólicos son más competitivos, la tendencia actual es desarrollar este tipo de tecnologías, como se ha evidenciado en la realidad. Por tanto, el COES reconoce tanto la magnitud del portafolio de proyectos RER como su viabilidad de corto plazo, respaldando su consideración en los análisis de nueva oferta de generación para el periodo 2025-2029;

Que, el COES, en su Informe COES/D/DO/SME-INF-023-2025 sobre el FRC presentado el 31 de enero de 2025, considera dentro de su análisis proyectos que cuentan con EPO aprobado, como es el caso de la CS Expansión Intipampa. Resulta revelador que las propias recurrentes acepten la inclusión de este proyecto, pese a que sus informes anexados a sus respectivos recursos lo califican con bajo nivel de certidumbre. Esta inconsistencia demuestra que ni siquiera bajo sus propios criterios aplican un análisis uniforme;

Que, el COES recurre a fuentes complementarias más allá de la mera verificación formal de permisos para sustentar la inclusión de proyectos en su informe sobre el FRC. Por ejemplo, en el caso del proyecto CS Sunny, estima su ingreso en función de información recibida en el marco del Informe de Diagnóstico 2027-2036, evidenciando que también utiliza insumos provenientes de otros procesos. Asimismo, incluye proyectos como la CS San Martín para el año 2026, a pesar de que dicho proyecto, a fines del año 2024, presentaba un importante avance en su construcción, lo cual fue considerado por Osinergmin, siendo que dicha central alcanzó su operación comercial en junio de 2025. Esto demuestra que su inclusión no se basó exclusivamente en la existencia de una CDG, sino en un análisis más amplio y realista. En consecuencia, queda demostrado que el COES considera tanto proyectos con EPO aprobado como aquellos reportados en otros instrumentos de

planificación, lo cual desvirtúa la afirmación de que solo se admiten proyectos con “alta certidumbre” entendida en los términos propuestos por las propias recurrentes.

v. Sobre la contratación firme de transporte

Que, el argumento de que los valores fijados del FRC inducen señales económicas inadecuadas carece de sustento técnico y normativo. En primer lugar, el FRC no constituye un instrumento diseñado para garantizar contratos firmes de transporte ni para asegurar ingresos a transportistas o distribuidores. Su función específica -según el numeral VII, literal c) del artículo 110 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RLCE), incorporado por el Decreto Supremo N° 003-2021-EM- es mejorar la eficiencia en el uso de la capacidad de transporte de gas natural por parte de los generadores térmicos, promoviendo una contratación alineada con el comportamiento operativo previsto del sistema;

Que, dicha disposición normativa tiene como objetivo asegurar que la infraestructura de transporte sea utilizada de manera óptima y sostenible, evitando sobrecontrataciones innecesarias o subutilización de capacidad. Al establecer un FRC, se incentiva a los agentes generadores a dimensionar su contratación de transporte en función de criterios técnicos y de eficiencia, en lugar de hacerlo bajo premisas especulativas o excesivamente conservadoras. Esta finalidad es reafirmada en la exposición de motivos del propio Decreto Supremo N° 003-2021-EM, donde se precisa que el FRC busca otorgar flexibilidad a los generadores térmicos a gas natural y asegurar simultáneamente una disponibilidad eficiente de transporte, facilitando también la transferencia de capacidad excedente a través del mercado secundario de gas natural;

Que, por lo tanto, la finalidad del FRC no es garantizar respaldo contractual ni reforzar los ingresos de agentes del mercado de gas, sino establecer un parámetro técnico que refleje la participación efectiva de las centrales térmicas en el despacho. Atribuirle un objetivo ajeno -como lo plantean TGP y CALIDDA- desnaturaliza su función y contradice el propio marco normativo que lo regula. Adicionalmente, el valor fijado del FRC para cada tipo de tecnología ha sido calculado sobre la base de escenarios de despacho operativo esperado, conforme al modelo Perseo 2.0, sin introducir distorsiones ni supuestos extremos;

Que, la misma metodología fue aplicada por Osinermin en el proceso de fijación del FRC 2021-2025, sin que en ese momento se cuestionara su validez ni se observaran efectos negativos sobre la contratación firme de transporte. No existe evidencia empírica que respalde que un FRC técnicamente calculado, como el aprobado para el periodo 2021-2025, haya generado señales adversas o haya comprometido la sostenibilidad del sistema de transporte de gas natural;

Que, el FRC no ha sido diseñado como un mecanismo para garantizar ingresos mínimos a los concesionarios ni como instrumento de soporte financiero a la infraestructura gasífera. Su finalidad consiste en inducir señales económicas que orienten a los generadores eléctricos a dimensionar sus contratos de transporte firme de forma eficiente, sobre la base del comportamiento operativo esperado del sistema eléctrico. Con ello, se evita la sobrecontratación de capacidad que podría resultar subutilizada o ineficiente;

Que, pretender que el FRC funcione como un ancla regulatoria para asegurar ingresos o sustentar inversiones en infraestructura gasífera desvirtúa su naturaleza y lo transforma, en la práctica, en un subsidio cruzado no previsto ni respaldado por el marco normativo vigente. La sostenibilidad del sistema de transporte y distribución de gas natural debe garantizarse a través de los mecanismos tarifarios establecidos en su propia regulación sectorial, como la remuneración de inversiones eficientes, el reconocimiento de costos operativos y los procesos de fijación de tarifas máximas, sin trasladar tales objetivos a instrumentos concebidos con una lógica distinta, como el FRC;

Que, el marco normativo aplicable a la determinación del FRC excluye de manera expresa su aplicación al segmento de distribución de gas natural. En consecuencia,

los argumentos que pretenden vincular el valor del FRC con la sostenibilidad financiera de las concesiones de distribución carecen de sustento técnico y normativo, y en esa línea no es adecuado sostener que los valores fijados del FRC contradicen las políticas energéticas o desalientan la inversión privada constituye una afirmación infundada;

Que, la sostenibilidad de la infraestructura gasífera no debe ser forzada mediante la elevación artificial del FRC, sino asegurada mediante marcos tarifarios coherentes, decisiones de inversión eficientes y políticas de masificación articuladas con señales de mercado consistentes y técnicamente fundadas. El FRC, en tanto instrumento comercial orientado al transporte firme de gas natural contratado por generadores eléctricos, no es el vehículo adecuado para atender objetivos que corresponden al ámbito regulatorio del segmento de gas natural.

vi. Sobre la supuesta afectación a la confiabilidad y seguridad del SEIN

Que, teniendo en cuenta la finalidad del FRC, sostener, como lo hacen las recurrentes, que un determinado valor compromete la confiabilidad del SEIN o podría derivar en apagones como los ocurridos en países como Chile o España, constituye una interpretación inexacta y alarmista. La determinación del FRC no condiciona directamente la seguridad de suministro del sistema eléctrico. En primer lugar, los generadores que eventualmente necesiten utilizar una mayor cantidad de gas que la cubierta por sus contratos firmes pueden recurrir al transporte interrumpible o al mercado secundario, donde pueden adquirir capacidad contratada no utilizada por otros agentes. En segundo lugar, ante contingencias severas -como sequías o interrupciones en el gasoducto, entre otros-, el sistema cuenta con mecanismos adicionales de respaldo, como las centrales de reserva fría o de generación de emergencia, que son activadas expresamente para cubrir situaciones críticas;

Que, se prevé que en el mediano plazo entrará en funcionamiento el mercado de Servicios Complementarios (SSCC), creado mediante la Ley N° 32249, el cual permitirá incorporar agentes especializados en asegurar parámetros clave de confiabilidad y calidad del suministro, desde la generación hasta la demanda. Este nuevo marco normativo refuerza la capacidad del sistema para atender, con herramientas específicas, las necesidades operativas vinculadas a la estabilidad y resiliencia del SEIN;

Que, por lo tanto, no corresponde atribuir al FRC responsabilidades que exceden su alcance metodológico y normativo. Pretender que este factor funcione como un sustituto de mecanismos operativos diseñados para contingencias equivale a distorsionar sus fundamentos técnicos, comprometer su eficiencia y desnaturalizar su función como señal regulatoria para la contratación racional de transporte de gas natural;

Que, en ese sentido, el FRC cumple con su propósito regulatorio, el cual busca promover eficiencia en el uso del sistema, reflejar la participación operativa real de las unidades térmicas a gas y aportar transparencia a la asignación de pagos por potencia. Los cuestionamientos planteados por los recurrentes distorsionan su naturaleza y pretenden asignarle funciones que no le corresponden ni técnica ni jurídicamente.

3.2.2. Sobre la nulidad de la Resolución 051

Que, en cuanto a la solicitud de nulidad solicitada por la recurrente, de acuerdo con el artículo 10 del TUO de la LPAG, son causales de nulidad de los actos administrativos las siguientes:

- La contravención a la Constitución, a las leyes o a las normas reglamentarias.

- El defecto o la omisión de alguno de sus requisitos de validez, salvo que se presente alguno de los supuestos de conservación del acto. Los requisitos de validez del acto son: haber sido emitido por órgano competente; tener objeto y que, además, este sea lícito, preciso, posible física y jurídicamente; finalidad pública; sustentado con

la debida motivación; y haber sido emitido cumpliendo el procedimiento regular.

- Los actos expresos o los que resulten como consecuencia de la aprobación automática o por silencio administrativo positivo, por los que se adquiere facultades, o derechos, cuando son contrarios al ordenamiento jurídico, o cuando no se cumplen con los requisitos, documentación o trámites esenciales para su adquisición.

- Los actos administrativos que sean constitutivos de infracción penal, o que se dicten como consecuencia de la misma.

Que, por lo expuesto en el análisis contenido en el numeral 3.2.1 de la presente resolución, en el acto administrativo impugnado no se configuran las causales previstas en el artículo 10 del TUO de la LPAG, en tanto la Resolución 051 ha sido emitida cumpliendo con cada uno de los requisitos de validez: emitida por el órgano competente; con objeto o contenido inequívoco; persigue una finalidad pública; debidamente motivado; y se ha cumplido el procedimiento previsto para su generación y conforme al marco jurídico vigente;

Que, en ese sentido, al haber actuado Osinergrmin, en el marco de sus competencias dando cumplimiento a las disposiciones normativas vigentes, el acto administrativo emitido no adolece de un vicio de nulidad, por lo que corresponde declarar no ha lugar a la solicitud de nulidad planteada por las recurrentes.

Que, por lo expuesto, corresponde declarar no ha lugar la solicitud de nulidad planteada por TGP y Cálidda e infundados los recursos de reconsideración contra la Resolución 051;

Que, finalmente, se han expedido el Informe Técnico N° 487-2025-GRT y el Informe Legal N° 488-2025-GRT de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y de la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, respectivamente, los cuales sustentan la decisión del Consejo Directivo del Osinergrmin, cumpliéndose de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos al que se refiere el numeral 4 del artículo 3 del Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General; y,

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos y su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 042-2005-PCM; en el Reglamento General de Osinergrmin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM; en la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica; en el Reglamento de Organización y Funciones de Osinergrmin, aprobado con Decreto Supremo N° 010-2016-PCM; y en el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 004-2019-JUS; así como en sus normas modificatorias y complementarias;

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergrmin en su Sesión N° 15-2025 de fecha 23 de junio de 2025.

SE RESUELVE:

Artículo 1.- Disponer la acumulación de los procedimientos administrativos iniciados como consecuencia de los recursos de reconsideración interpuestos por: Transportadora de Gas del Perú S.A. y Gas Natural de Lima y Callao S.A. contra la Resolución N° 051-2025-OS/CD.

Artículo 2.- Declarar No Ha Lugar la solicitud de nulidad de Transportadora de Gas del Perú S.A. y Gas Natural de Lima y Callao S.A. contra la Resolución N° 051-2025-OS/CD, por las razones expuestas en el numeral 3.2.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 3.- Declarar infundados los recursos de reconsideración interpuestos por Transportadora de Gas del Perú S.A. y Gas Natural de Lima y Callao S.A. contra la Resolución N° 051-2025-OS/CD, por las razones expuestas en el numeral 3.2.1 de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 4.- Incorporar el Informe Técnico N° 487-2025-GRT y el Informe Legal N° 488-2025-GRT como parte integrante de la presente resolución.

Artículo 5.- Disponer la publicación en el diario oficial El Peruano de la presente resolución y en el portal Web: <https://www.gob.pe/osinergrmin>, y consignarla junto con los Informes N° 487-2025-GRT y N° 488-2025-GRT, en el Portal Institucional de Osinergrmin: <https://www.osinergrmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2025.aspx>.

OMAR CHAMBERGO RODRIGUEZ
Presidente del Consejo Directivo

2413453-1

ORGANISMOS TÉCNICOS ESPECIALIZADOS

AUTORIDAD NACIONAL DEL AGUA

Aprueban disposiciones complementarias para la elección de consejos directivos de comisiones de usuarios que no integran una junta de usuarios y de comités de usuarios, para el periodo 2026-2029

RESOLUCIÓN JEFATURAL N° 0126-2025-ANA

San Isidro, 27 de junio de 2025

VISTOS:

El Informe N° 0043-2025-ANA-DOUA/JOMF, de la Dirección de Organizaciones de Usuarios de Agua; el Informe Legal N° 0522-2025-ANA-OAJ, emitido por la Oficina de Asesoría Jurídica; y,

CONSIDERANDO:

Que, el numeral 3 del artículo III del Título Preliminar de la Ley N° 29338, Ley de Recursos Hídricos, regula el "Principio de participación de la población y cultura del agua", por el cual el Estado crea mecanismos para la participación de los usuarios y la población organizada en la toma de decisiones que afectan el agua en cuanto a calidad, cantidad, oportunidad u otro atributo del recurso, y fomenta el fortalecimiento institucional y el desarrollo técnico de las organizaciones de usuarios de agua;

Que, la Ley N° 31801, Ley que regula las organizaciones de usuarios de agua para el fortalecimiento de su participación en la gestión multisectorial de los recursos hídricos (en adelante, la Ley), tiene por objeto regular la organización y funcionamiento de dichas organizaciones, previstas en la Ley N° 29338, para su fortalecimiento;

Que, el artículo 14 de la Ley establece que las organizaciones de usuarios de agua cuentan, como órganos de gobierno, con la Asamblea General y el Consejo Directivo; y el artículo 21 señala que el Consejo Directivo es el órgano de gobierno encargado de la dirección y administración de dichas organizaciones;

Que, el artículo 77 de su Reglamento, aprobado mediante Decreto Supremo N° 007-2024-MIDAGRI, establece, entre otros aspectos, que la elección de los integrantes de los consejos directivos de las comisiones de usuarios que no integran una junta de usuarios se realiza en asamblea general extraordinaria y conforme a las disposiciones que establezca la Autoridad Nacional del Agua; y que, la elección de los integrantes del consejo directivo de los comités de usuarios se realiza en asamblea general y de acuerdo con sus estatutos;

Que, mediante el Decreto Legislativo N° 1642, se dispuso la prórroga del mandato de los consejos directivos de las organizaciones de usuarios de agua, de sus comités de administración temporal y de otros órganos