

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO**  
**ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA**  
**OSINERGMIN N° 211-2022-OS/CD**

Lima, 28 de noviembre de 2022

**1.- CONSIDERANDO:**

Que, con fecha 16 de octubre de 2022, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante "Osinergmin"), publicó la Resolución N° 186-2022-OS/CD (en adelante, "Resolución 186"), mediante la cual, se modificó el Plan de Inversiones en Transmisión del período comprendido entre el 01 de mayo de 2021 al 30 de abril de 2025 (en adelante, "PI 2021-2025"), aprobado mediante Resolución N° 126-2020-OS/CD y reemplazado con Resolución N° 191-2020-OS/CD, en lo correspondiente al Área de Demanda 13 (en adelante, AD 13);

Que, contra la Resolución 186, con fecha 9 de noviembre de 2022, la empresa Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A.C. (en adelante, "COELVISAC"), dentro del término de ley, presentó recurso de reconsideración (en adelante, "RECURSO"), siendo materia del presente acto administrativo el análisis y decisión de dicho recurso, junto a su escrito complementario de fecha 17 de noviembre de 2022, y el uso de la palabra planteado el 22 de noviembre de 2022.

**2.- EL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN**

Que, COELVISAC solicita se declare fundado su RECURSO y, en consecuencia, se modifique la Resolución 186, de acuerdo a lo siguiente:

1. Aprobar la implementación de la "Nueva SET Hospicio de 220/60/22,9 kV de 60 MVA y la Línea de Transmisión 220 kV Los Héroes – Hospicio de 28,74 km" (SET HOSPICIO).
2. Considerar dentro de la proyección de la "Demanda incorporada", las solicitudes mayores de 200 kW, independientemente si se trata de demanda Libre o Regulada.
3. Asignar a COELVISAC la responsabilidad de la ejecución del proyecto "Transformador de 66/23/10 kV de 25/25/25 MVA y celdas en 22,9 kV para la SET Yarada".
4. Corregir los errores materiales presentados en la Publicación de la modificación del PI 2021-2025.

**2.1 APROBAR LA IMPLEMENTACIÓN DE LA "NUEVA SET HOSPICIO DE 220/60/22,9 KV DE 60 MVA Y LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN 220 KV LOS HÉROES – HOSPICIO DE 28,74 KM" (SET HOSPICIO)**

**2.1.1 ARGUMENTOS DE LA RECURRENTE**

Que, COELVISAC, plantea preliminarmente que su propuesta de modificación se origina por su condición de concesionario de distribución, otorgada mediante la Resolución Directoral N° 126-2021-DRSEMT/GOB.REG.TACNA y materializada vía el Contrato de Concesión Definitiva de Distribución Eléctrica suscrito con el Gobierno

Regional de Tacna (N° 001-2021-DRSEMT);

Que, en ese sentido, refiere que, de conformidad con la cláusula 7.2.2 del contrato de concesión, tiene la obligación legal y contractual de dar servicio a quien lo solicite dentro de su Zona de Concesión o a aquellos que lleguen a dicha zona con sus propias líneas, en un plazo definido el cual no podrá ser mayor de un año y que tengan carácter de Servicio Público de Electricidad, conforme al literal a) del artículo 34 de la LCE;

Que, así, la recurrente señala que, para el cumplimiento de tal obligación, ha asumido la responsabilidad de ejecutar las obras comprendidas en el Calendario de Ejecución de Obras, evaluado y aprobado por la entidad concesionaria, el cual forma parte de su Contrato de Concesión y también del expediente administrativo de otorgamiento de concesión;

Que, seguidamente, COELVISAC refuta los argumentos de Osinergmin que ha desarrollado en el Informe Técnico N° 570-2022-GRT e Informe Legal N° 571-2022-GRT, en los siguientes puntos: (a) “La SET HOSPICIO califica como ITC y, por lo tanto, solo puede ser evaluada en el Plan de Transmisión y no en el PIT”, (b) “La implementación de la SET Garita permitirá atender las necesidades del sistema”, (c) “La SET HOSPICIO únicamente servirá para atender la demanda de clientes libres” y (d) “Sobre la remisión de información al COES y el posible incremento del peaje en el AD 13”;

Que, sobre la infracción al principio de legalidad, la recurrente señala que la SET HOSPICIO cumple con las condiciones jurídicamente exigidas por el Reglamento de la LCE para ser incluida en el PI 2021-2025, ya que calificaría como SCT, servirá para atender demanda libre y regulada en el AD 13 y su puesta en operación comercial es requerida dentro del período tarifario 2021-2025. Añade, para que una instalación pueda ser considerada como ITC y, como consecuencia de ello, su planificación pueda ser realizada en el Plan de Transmisión, se deben cumplir 2 condiciones de manera simultánea: (i) Que la instalación conecte un Área de Demanda con el SEIN y (ii) Que la instalación no se encuentre comprendida en los Planes de Inversión. Por lo tanto, concluye que, la normativa establece que, si una instalación fue incorporada en el Plan de Inversiones, no puede ser calificada como ITC y, para evitar duplicidad de inversiones establece que tendrá prioridad lo dispuesto en el Plan de Inversiones. Por otro lado, en ausencia de inversiones en el Plan de inversiones, se podrán incluir como ITC;

Que, de lo anterior indica que, para el presente caso la SET HOSPCIO es una instalación de transmisión que formaría parte del SCT, que une el AD 13 con el SEIN y que no ha sido incorporada en el Plan de Transmisión, por lo tanto, no existe impedimento legal para que sea incorporada en el Plan de Inversiones;

Que, adiciona, Osinergmin ha fijado como precedente el hecho de que sólo podría rechazarse proyectos ITC dentro del Plan de Inversiones, si previamente fue considerada como ITC, para lo cual, no es relevante si tiene características similares con una potencial ITC, tal como ha ocurrido en los casos aprobados en el Plan de Inversiones 2021-2025, referido a una celda de línea de 220 kV (Elemento que forma

parte del proyecto SET El Ángel 220/60/10 kV) y al proyecto “SET Nueva Huarney 220/22,9/10 kV de 30 MVA”, ambas instalaciones interconectan el SEIN con las Áreas de Demanda 8 y 6 , respectivamente;

Que, sobre la infracción al deber de motivación, la recurrente señala que, la SET Garita está siendo evaluada como proyecto No Vinculante del Plan de Transmisión, el cual, aún no ha sido aprobado por el Ministerio de Energía y Minas. Asimismo, en el supuesto que la SET Garita sea incorporada a dicho Plan, se mantendrá como No Vinculante, y no podrá ejecutarse en el período requerido por el AD 13 según la proyección de demanda de COELVISAC. Asimismo, añade que el supuesto al que se refiere Osinergmin, sobre duplicidad de costos, solo podría ser considerado si la SET Garita hubiera sido considerada como Proyecto Vinculante; sin embargo, este proyecto ha sido propuesto como No Vinculante en el proceso de Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (PT 2023-2032), con lo cual su ejecución es incierta, y de ejecutarse, esta no será pagada por la demanda del SEIN;

Que, agrega que, el hecho de que la SET Garita haya sido propuesta como un proyecto No Vinculante, significa que esta podría ser retirada en el siguiente Plan de Transmisión; es decir, si Osinergmin decide incluir la SET HOSPICIO en el Plan de Inversiones, ello será tomado en cuenta por el COES en la siguiente actualización del Plan de Transmisión y significará la exclusión de SET Garita en dicho proceso, ya que el Plan de Transmisión debe tener en cuenta también las instalaciones aprobadas por Osinergmin en el Plan de Inversiones;

Que, por otra parte, la recurrente, señala que no está de acuerdo con el argumento (b), en cuanto a que Osinergmin en su Informe Técnico N°570-2022-GRT concluye que un proyecto ITC similar a SET Garita permitirá atender las necesidades del sistema existente, así como los nuevos requerimientos de COELVISAC; en ese sentido, la recurrente precisa que según el COES dicho proyecto ITC será necesario recién en el año 2028, mientras que la SET HOSPICIO propuesta por COELVISAC está prevista para atender similar demanda mucho antes, desde el año 2024;

Que, señala que, Osinergmin ha considerado en la evaluación y análisis del AD 13, el proyecto “SET Zofratacna”, aprobado en el Plan de Inversiones 2017-2021 y cuya puesta de operación en servicio está planificada para el año 2020 a cargo de la Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad - ElectroSur S.A. (ELECTROSUR); sin embargo, la recurrente precisa que dicho proyecto se ha considerado como puesta en operación desde el año 2021, cuando en realidad dicho proyecto actualmente no se encuentra en puesta de operación comercial. En ese sentido, la recurrente, solicita a Osinergmin que evalúe el sistema eléctrico en las condiciones actuales hasta que ELECTROSUR ponga en servicio el proyecto en mención. De esta manera, se debería distribuir la demanda de la SET Zofratacna entre las subestaciones existentes;

Que, manifiesta que Osinergmin no puede exigir mayor información que la expresamente señalada en la Norma Tarifas, la recurrente, señala que la proyección de la nueva demanda se debe realizar según lo comprendido en el numeral 8.1.2.c de la Norma Tarifas;

Que, añade que respecto al factor FPHMS del formato F-113 Osinergmin considera un

valor de 0,85 para todas las cargas incorporadas, estos valores son bajos en comparación con el factor de las cargas existentes de las subestaciones a los que pertenecen la demanda incorporada. Como ejemplo el promedio para el factor FPHMS para la subestación Yarada es de 0,96;

Que, agrega que, la Norma Tarifas establece como único requisito para incorporar las demandas propuestas por el concesionario a la modificación del PIT, es que estas cuenten con solicitudes de factibilidad de suministro para nuevas cargas, sustentadas documentadamente;

Que, la recurrente, concluye que basta que el concesionario sustente documentalmente la existencia de la solicitud de factibilidad de suministro del futuro cliente, para que esta sea considerada como “demanda nueva” en el Estudio de Costos para la modificación del PIT. Por lo tanto, toda exigencia adicional sería ilegal, puesto que implicaría una contravención a lo expresamente señalado en la Norma Tarifas;

Que, sobre la infracción al principio de legalidad, referido a que Osinergmin ya ha reconocido que la factibilidad de suministro es suficiente para acreditar la nueva demanda y su fecha de ingreso, la recurrente, menciona que en el Informe Técnico N° 342-2020-GRT ha reconocido que las solicitudes de factibilidad de suministro, que precise la entrada de las cargas para el periodo de análisis, es el documento necesario y suficiente para acreditar los nuevos incrementos de demanda o demandas incorporadas;

Que, la recurrente, señala que el hecho que Osinergmin dude, sin contar con medio probatorio alguno, que la carga propuesta por COELVISAC no entrará en la fecha consignada en las solicitudes de factibilidad formulada por los futuros clientes del AD 13, implica ciertamente una clara contravención al principio de presunción de veracidad y verdad material;

Que, la recurrente menciona que Osinergmin ha considerado que toda la “nueva demanda” propuesta por COELVISAC, no cuenta con la autorización para uso del recurso hídrico, lo cual es un error, puesto que, solo una pequeña proporción corresponde a demanda agrícola, mientras que la mayor parte corresponde a demanda pecuaria y poblacional. En ese sentido, solicita a Osinergmin que corrija este error, dado que se trata de una falsa representación de la realidad;

Que, por otro lado, indica que no está de acuerdo con el argumento (c), ya que ha logrado recabar evidencia que demuestra que SET HOSPICIO servirá para atender tanto demanda regulada como demanda libre del AD 13, particularmente la ubicada dentro de la zona de concesión de COELVISAC. Agrega que, que ya cuentan con cuarenta (40) solicitudes de factibilidad de parte de usuarios regulados, adicionales a las ya presentadas a la solicitud, evidenciando que la SET HOSPICIO no solo atenderá demanda libre;

Que, finalmente, indica la recurrente que no está de acuerdo con el argumento (d), en cuanto a que Osinergmin en su Informe Técnico N° 570-2022-GRT menciona que, si el COES hubiera contado con toda la información formulada por COELVISAC en el presente procedimiento administrativo, entonces probablemente hubiera considerado

a la SET Garita como un proyecto vinculante del Plan de Transmisión; asimismo, refiere que un incremento de peajes no es relevante para justificar la negativa de Osinergmin;

### 2.1.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, no existe controversia sobre las obligaciones legales y contractuales citadas por la recurrente en su calidad de concesionaria de distribución. En efecto, deberá brindar el servicio público a quien lo solicite dentro de su zona de concesión y le corresponde ejecutar sus compromisos de obras;

Que, lo que no resulta vinculante, a diferencia de lo que pretende la recurrente en este extremo, es que el Regulador tenga que aprobar las obras que, como parte contractual y en ejercicio de sus libertades constitucionales de contratación y de empresa, se ha obligado. Ni COELVISAC ni un Gobierno Regional, ni ambos en un documento contractual pueden atribuirse funciones reservadas para el organismo Regulador. Es Osinergmin la autoridad que tiene a su cargo decidir motivadamente la incorporación de un elemento, asignar la responsabilidad de su ejecución y definir la oportunidad de su ingreso comercial, para luego, trasladar sus costos a los usuarios del servicio público de electricidad;

Que, dicho de otro modo, el Gobierno Regional no cuenta con facultades normativas para incorporar proyectos al Plan de Inversiones, y evidentemente la empresa tampoco, pues no existe norma en el ordenamiento jurídico que las premuna de esa función. Tales condiciones contractuales serán exigibles entre las partes, y éstas deberán accionar los mecanismos que hubieran establecido para su cumplimiento;

Que, Osinergmin, además de no ser parte contractual, tiene obligaciones legales que velan por el interés del usuario, a las cuales ciñe sus decisiones, verificando la necesidad de los proyectos y su eficiencia. Por ello, existe la presentación de una propuesta por parte de la empresa, la misma que se plantea para una ejecución futura y no debe encontrarse comprometida ya que, no existe un derecho de las solicitantes a obtener un pronunciamiento favorable respecto de dicha propuesta;

Que, cualquier compromiso que hubiera realizado la empresa, previo a la aprobación del ente competente, es responsabilidad, cuenta y cargo de la empresa, por tanto, los argumentos vinculados a sus obligaciones sobre la ejecución de obras no generan derecho ni comprometen a Osinergmin y mucho menos a los usuarios del servicio público, de ello, la recurrente tiene pleno conocimiento. El Regulador de conformidad con el artículo 139 del RLCE y la Norma Tarifas, cumple con las reglas de fondo y forma, luego de lo cual, ha concluido que, dicha obra no debe ser incorporada en el Plan de Inversiones, como parte de su función de planificación de la expansión de la transmisión;

Que, COELVISAC, al citar un extremo de la sentencia del Tribunal Constitucional recaída en el Expediente N° 02151-2018-PA/TC, sostiene que “es claro que el Estado tiene la responsabilidad constitucional de propiciar y garantizar la adecuada prestación de los servicios públicos de distribución y transmisión eléctrica” y “esta es también la finalidad del Plan de Inversiones en Transmisión, el cual se conforma como un programa de inversiones necesarias para garantizar el adecuado suministro de energía eléctrica en los subsistemas de transmisión”.

Que, al respecto, la recurrente omite un aspecto sustancial contenido en dicha sentencia, en donde se precisa que: “Sin embargo, esto no significa que el acceso a la

energía eléctrica sea automático o deba realizarse sin respetar ninguna otra consideración, pues requiere una debida implementación que asegure la protección del medio ambiente, la seguridad de las redes eléctricas, y que se considere la producción nacional de electricidad. En tal sentido, se trata de un derecho fundamental de configuración legal, de manera que la implementación de las redes eléctricas necesarias para la satisfacción de las necesidades humanas estará sujeta al cumplimiento de determinados requisitos legales racionales y necesarios bajo la supervisión de los entes administrativos correspondientes que ya existen en nuestro sistema eléctrico, ...”;

Que, en tal sentido, el Tribunal Constitucional, en la sentencia citada por COELVISAC, reconoce de la necesidad de que se sigan los lineamientos legales establecidos por los órganos competentes para el aprovechamiento del referido servicio público;

Que, por tanto, Osinergmin, en ejercicio de su función reguladora es competente para aprobar el Plan de Inversiones para el próximo reconocimiento tarifario, de conformidad con la LCE, el RLCE, la Ley N° 28832 y la Norma Tarifas, ninguna de las reglas técnicas a las que se sujeta, disponen que debe tramitar para su reconocimiento lo que las empresas ejecuten sin su aprobación o se hubiesen comprometido con otra entidad estatal o privada;

Que, de otro lado, Osinergmin ha motivado su decisión en los artículos 4.32 y 20 de la norma aprobada con Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM/DM y modificatorias, que disponen que “las ITC son las instalaciones de transmisión que conectan las instalaciones de las Áreas de Demanda con las instalaciones del SEIN, y que no se encuentran comprendidas en los Planes de Inversiones” y “el Plan de Transmisión comprende a todas aquellas instalaciones del SEIN descritas en los numerales 14.1, 14.2 y 14.3 del Reglamento de Transmisión, considerando a su vez, a las ITC que resulten de la aplicación de los criterios y metodologías establecidos, entre otros, en los artículos 11.4, 14.9 y 16.11 de la norma antes referida”;

Que, si la SET HOSPICIO representa o no una ITC, -por tanto, tiene dicha naturaleza-; ello además de haber sido expuesto dentro del procedimiento regulatorio por COELVISAC, es reconocido también en el recurso de reconsideración al señalar que es una instalación de transmisión que formaría parte del SCT, que une el Área de Demanda 13 con el SEIN;

Que, COELVISAC cambia el texto del dispositivo normativo y asevera que, como la SET HOSPICIO “no ha sido incorporada en el Plan de Transmisión, por lo tanto, no existe impedimento legal para que sea incorporada en el PIT”, cuando la norma establece expresamente que, las ITCs pertenecerán al Plan de Transmisión, cuando “no se encuentran comprendidas en los Planes de Inversiones”, lo que ocurre tal cual en el presente caso, ya que la SET HOSPICIO no será parte del Plan de Inversiones, siendo compatible que sí lo sea del Plan de Transmisión;

Que, la aplicación brindada al dispositivo normativo por Osinergmin -artículos 4.32 y 20 antes citados-, como órgano competente encargado de dicha aplicación, tiene dos aspectos: i) que las instalaciones que reunieron las características de ITC previo a la modificación de la norma en el 2018 (Resolución Ministerial 051-2018-MEM/DM) y aquellas que podía aprobar Osinergmin transitoriamente luego de su emisión, en el marco de las Disposiciones Complementarias Transitorias de la referida resolución ministerial, no serían ITCs que pertenezcan al Plan de Transmisión, pues fueron incorporadas en función de la justificación dada y en un momento habilitado, dentro

del Plan de Inversiones; y ii) Luego de dicho periodo, por la propia aparición y motivación del nuevo dispositivo que reforma el ordenamiento jurídico existente se presenta un impedimento para que Osinergmin siga tramitando a su cargo las ITCs, por tanto, será una sola entidad de planeamiento en un único instrumento la que deberá tramitarlas según sus reglas;

Que, en base a lo expuesto, se rechaza el argumento referido a que Osinergmin se estaría estableciendo excepciones o restringiendo derechos por analogía. En ese sentido, el Regulador se ha sujetado al cumplimiento de la normativa, la cual representa ventajas al sistema eléctrico, justamente aquellos beneficios que motivaron su cambio;

Que, el COES en la comunicación presentada por COELVISAC no ha señalado ni podría señalar, pues no es su función ni competencia, que Osinergmin deba incluir la SET HOSPICIO dentro del Plan de Inversiones o que no incluiría si se justifica según sus reglas y proceso, una ITC en el Plan de Transmisión, en este último caso omitiría sus funciones; sino sólo ha mostrado lo previsto en la normativa y lo que, dentro del planeamiento, se consideraría; pues incluso si esa SET se ejecutaría de forma privada, el planeamiento tendría que considerarla como existente o en ejecución según sea el caso, y no con ello, tiene que pertenecer a algún plan estatal a cargo de los usuarios;

Que, por otra parte, sobre los precedentes que menciona la recurrente, se debe indicar que en ese momento no correspondía al COES, evaluar la planificación de las ITC del AD 8 en el proceso de Actualización del Plan de Transmisión 2021-2030; debido a que según lo dispuesto en las Disposiciones Complementarias Transitorias de la Resolución Ministerial N° 051-2018-MEM/DM se estableció que se incluirá progresivamente en el Plan de Transmisión, la planificación de las ITC de las Áreas de Demanda, según el orden de prioridad que establezca el COES en coordinación con Osinergmin. En ese sentido, en dicho Plan de Transmisión, en coordinación con COES y Osinergmin, se estableció que la Planificación de las ITC correspondería a las Áreas de Demanda 1, 2, 4, 6 y 7; no considerándose el resto de Áreas de Demanda, por lo que correspondía evaluar y de ser el caso aprobar, en su momento (año 2020) este tipo de instalaciones, dentro del Plan de Inversiones. Por lo tanto, no corresponde, para este caso del AD 13, evaluar instalaciones o proyectos ITC dentro del Plan de Inversiones, puesto que en la Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032, la planificación de las ITC del AD 13, está a cargo del COES;

Que, asimismo, en el caso de la aprobación del proyecto “nueva SET Nueva Huarmey 220/22,9/10 kV de 30 MVA” en el Área de Demanda 6 (AD 6), cabe mencionar que las inversiones identificadas para la zona de Huarmey, fueron aprobadas en el año 2016 durante el proceso de aprobación del Plan de Inversiones 2017-2021, en donde aún no entraba en vigencia la Resolución Ministerial N° 051-2018-MEM/DM. Posteriormente, como parte del proceso de aprobación del Plan de Inversiones 2021-2025, la empresa Hidrandina S.A. propuso el retiro del proyecto aprobado y presentó un nuevo proyecto en su reemplazo, para la evaluación en el PI 2021-2025, siendo que el sustento presentado por dicha empresa para la evaluación del proyecto (aprobado en el año 2016) obedecía a temas operativos y la problemática de fenómenos naturales, considerando que el proyecto se ubicaba en una zona inundable y riesgosa para la seguridad de la población de Huarmey y de los operadores y supervisores de la SET Huarmey. Esta problemática se mantenía de la evaluación del Plan de Inversiones 2017-2021. En consecuencia, Osinergmin validó la viabilidad del caso para ser

analizado y aprobó un proyecto similar con algunas variaciones respecto de lo aprobado en el plan previo, conforme se muestra en los informes técnicos que sustentan la aprobación del PI 2021-2025;

Que, con respecto a la presunta infracción al deber de motivación, según la cual la aprobación de la SET HOSPICIO en el Plan de Inversiones implicaría un doble costo, cabe manifestar que quién define si un proyecto es o no vinculante es el Ministerio de Energía y Minas a propuesta del COES, lo que a su vez no vincula de alguna manera a Osinergmin en el marco de la aprobación del Plan de Inversiones. En ese sentido es que debe entenderse la respuesta del COES a la solicitud hecha por COELVISAC y no en el sentido de que Osinergmin está facultado para incorporar en el Plan de Inversiones a la SET HOSPICIO;

Que, con respecto a lo que indica COELVISAC que “la SET HOSPICIO está prevista para atender similar demanda mucho antes, desde el año 2024”, debemos señalar que dicha similitud antes del año 2024 difiere de las proyecciones de demanda tanto de Osinergmin como lo evaluado por el COES con respecto a la demanda propuesta por COELVISAC;

Que, por otra parte, respecto a que la recurrente señala que Osinergmin ha modificado la fecha de incorporación de la carga propuesta por COELVISAC en el AD 13, debemos precisar que, a partir de la máxima demanda de las cargas propuestas, Osinergmin ha aplicado el criterio de factores de ingreso progresivo de las cargas y a partir del cual se ha aplicado para todas las catorce (14) Áreas de Demanda. Dicho criterio, se justificó a partir de la estadística entre la demanda planificada con lo realmente ejecutado, detectándose que en procesos anteriores de planes de inversión se habían declarado cargas de demandas nuevas e incorporadas en grandes volúmenes y en el cual hasta el día de hoy con la información histórica se corrobora que dicho volúmenes declarados de demanda no han entrado en gran porcentaje como se había declarado, originando que en su momento se realice la planificación con una demanda sobredimensionada. Además, es del caso indicar, que el COES en el proceso de Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032, aplicó el criterio de considerar un ingreso de carga progresivo, para la incorporación de las nuevas demandas presentadas por COELVISAC para su evaluación en la planificación de la ITC del AD 13. En ese sentido, Osinergmin, se mantiene en la posición de considerar el criterio de ingreso progresivo de carga que ha aplicado a las catorce (14) Áreas de Demanda en el proceso del Plan de Inversiones vigente;

Que, respecto, a lo solicitado por la recurrente de evaluar el sistema eléctrico en las condiciones actuales, es decir considerando la situación real de los proyectos que no se han ejecutado hasta el año 2021, debemos indicar que los criterios de planificación para la subtransmisión, no contempla dicho escenario, puesto que la planificación se basa en el criterio que los proyectos ya han sido ejecutados en el año que se les ha asignado, no contemplando escenarios de proyectos que no se han ejecutado por retrasos de las empresas o por mala gestión de las empresas. Por lo que, lo solicitado por COELVISAC no corresponde a ser evaluado;

Que, sobre el factor FPHMS de 0,96 considerado por COELVISAC para la SET Yarada, debemos señalar que esta referenciado a un cliente libre existente de actividad económica diferente a lo que representan sus nuevas demandas incorporadas en el AD 13. En ese sentido, Osinergmin estimo un factor FPHMS promedio de 0,85 a partir de valores reales de clientes libres existentes en el Área de Demanda 2, los cuales



presentan una actividad económica semejante a las nuevas demandas presentadas por COELVISAC para el AD 13;

Que, en el Anexo B.3.3, de los Informes Técnicos del proceso de aprobación del Plan de Inversiones 2021-2025, se establecieron criterios a considerarse para la evaluación y análisis de las nuevas demandas incorporadas, criterios que para este proceso también resultan aplicables;

Que, por otro lado, en cuanto al argumento relativo a que Osinergmin no puede exigir documentación a los administrados, se considera pertinente indicar que Osinergmin, en el marco de su función reguladora, puede solicitar la información necesaria que coadyuve al cumplimiento de dichas funciones, en concordancia con el principio de verdad material. Tampoco se vulnera el principio de veracidad, ya que, en materia tarifaria lo alegado por las empresas debe ser contrastado, justamente por aplicación del principio de verdad material;

Que, en efecto, se desprende de los artículos 78, 79, 80 y 87 del Reglamento General de Osinergmin, aprobado con Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, así como en el Título I del Decreto Legislativo N° 807, en base al artículo 5 de la Ley N° 27332, sobre las potestades para el requerimiento de información, el Regulador cuenta con facultades para obtener la información necesaria para, entre otros, establecer regulaciones, mandatos u otras disposiciones de carácter particular, para llevar a cabo investigaciones preliminares, para obtener información a ser puesta a disposición del público o; para resolver un expediente o caso sujeto a la competencia de este organismo;

Que, en esta misma línea, el artículo 58 del RLCE, establece que Osinergmin solicitará directamente la información que requieran para el cumplimiento de sus funciones. En base a ello, resulta válido requerir y remitirse a otras fuentes de información disponibles, a efectos de validar aquella presentada, más aún cuando se encuentra de por medio el interés general de los usuarios eléctricos, lo cual se ampara en el principio de verdad material, por el cual la Administración debe adoptar todas las medidas legales a fin de esclarecer los hechos que sustentan sus decisiones;

Que, como fuera indicado por Osinergmin, en tanto los estudios de factibilidad de suministro son efectuados por las mismas concesionarias, se hace necesario obtener información adicional para que Osinergmin pueda efectuar el análisis para el Plan de Inversiones. Esto con la finalidad de contar con toda la información necesaria que permita tomar una decisión motivada, en sujeción al texto normativo de contar con el sustento debido.”;

Que, la propia Norma Tarifas considera expresamente que las solicitudes de factibilidad deben estar “sustentadas documentalmente” lo que determina, en base a todo lo expuesto, la posibilidad normativa de requerir y obtener mayor información, pues no debe perderse de vista que, la empresa no está realizando un trámite cuyos efectos se agotan en ella misma, sino lo que busca es sustentar el reconocimiento de una obra para que sean pagadas por los usuarios, por tanto, la validación es necesaria;

Que, se ha identificado solicitudes de factibilidad que tienen fecha posterior a la emisión de la resolución impugnada. Así, el principio de verdad material contenido en el TUO de la LPAG, obliga a la administración a emplear en la toma de decisiones toda la información que tenga disponible hasta el momento de la emisión del acto; pues la resolución, por seguridad jurídica, no puede basarse en información creada

posteriormente; por tanto, en el presente caso, aquellas solicitudes que tengan fecha posterior no resultan procedentes dentro del presente proceso regulatorio;

Que, en ese sentido, de la información complementaria presentada por la recurrente como parte de su RECURSO, referida a las (40) solicitudes de factibilidad de suministro de clientes regulados de tipo poblacional, se verifica que tienen fecha entre el 24 y 29 de octubre del año 2022, que corresponden a fechas posteriores a la fecha de publicación de la Resolución 186 (16 de octubre de 2022), por lo que, en este caso, no se consideran como parte del análisis y evaluación de la proyección de demanda para el presente proceso de modificación del Plan de Inversiones 2021-2025;

Que, finalmente cabe precisar que la negativa de Osinergmin de no aprobar el proyecto SET HOSPICIO dentro del presente proceso de modificación del Plan de Inversiones 2021-2025, no se ampara en el impacto en el incremento del peaje en el AD 13, esa justificación sostuvo el cambio vía la Resolución Ministerial N° 051-2018-MEM/DM. Osinergmin se ratifica en señalar que la SET HOSPICIO no es necesaria dentro del periodo del Plan de Inversiones 2021-2025, a partir de la demanda actualizada por Osinergmin;

Que, en base a lo expuesto, se concluye que el extremo 2.1 del petitorio resulta infundado.

## **2.2 CONSIDERAR DENTRO DE LA PROYECCIÓN DE LA “DEMANDA INCORPORADA”, LAS SOLICITUDES MAYORES DE 200 KW, INDEPENDIENTEMENTE SI SE TRATA DE DEMANDA LIBRE O REGULADA**

### **2.2.1 ARGUMENTOS DE LA RECURRENTE**

Que, COELVISAC menciona que, hay clientes que no fueron aceptados como demanda incorporada en la modificatoria del PI 2021-2025, bajo el sustento que “El cliente solicita tarifa regulada”, sin embargo, estas solicitudes cumplen con toda la documentación solicitada por Osinergmin de acuerdo con el proceso regular del PI 2021-2025. Añade que, el cliente cumple con todos los requisitos solicitados; sin embargo, Osinergmin no lo considera como demanda incorporada por solicitar el cliente en su solicitud de factibilidad de suministro el tipo de tarifa regulada. En ese sentido, la recurrente considera que, la no consideración de estos clientes, pese a cumplir con la documentación que exige la Norma Tarifas, implica una infracción al principio de legalidad;

Que, agrega que, en la Norma Tarifas expresamente señala que la “demanda nueva” es aquella demanda, en general, que cuente con solicitudes de factibilidad sustentadas documentadamente; es decir, no se diferencia entre demanda libre y demanda regulada, por lo que la correcta interpretación de este dispositivo normativo no puede incurrir en tal diferenciación. En ese sentido, la recurrente, considera que la demanda regulada no puede ser considerada como “demanda nueva”, entonces debe identificar el dispositivo normativo que haga dicha precisión. En el presente caso, dicho dispositivo no existe, por lo que no se puede hacer diferencias donde la Norma Tarifas no las hace;

Que, sobre la remisión de información complementaria, la recurrente, menciona que, como parte de su RECURSO, adjunta el registro fotográfico que evidencia el nivel de

los cronogramas de ejecución de obras de los clientes propuestos por COELVISAC, en el cual, se puede evidenciar el compromiso de los clientes libres para cumplir con la fecha de inicio de suministro eléctrico. Por lo tanto, solicita a Osinergmin que valide la proyección de demanda formulada por COELVISAC.

### **2.2.2. ANÁLISIS OSINERGMIN**

Que, con relación a los clientes que no han sido aceptados como demanda incorporada bajo el sustento que el cliente solicita tarifa regulada (los cuales están en el rango de 200 kW a 2 500 kW), es preciso indicar que, las solicitudes de factibilidad presentadas por COELVISAC, han sido evaluadas individualmente según los requerimientos mencionados en el ítem B.3.3 del Anexo B “Metodología para la Proyección de la Demanda” del Informe Técnico N° 353-2020-GRT (Anexo B.3.3) y según la Norma Tarifas;

Que, en ese sentido, se valida que las cargas “EGA Agroindustrial S.A.C.” y “Granja La Esperanza S.A.C.”, que no fueron consideradas en la publicación de la modificación del Plan de Inversiones 2021-2025, cumplen con los requisitos mencionados en el párrafo anterior. Por lo que, corresponde considerar estas cargas en el Formato F-100 de la proyección de demanda correspondiente al AD 13 para el proceso de Modificatoria del PI 2021-2025;

Que, sobre la remisión de información complementaria presentada por COELVISAC, se presentan registros fotográficos de (03) cargas incorporadas, mediante el cual se evidencia el avance y estado actual de dichas demandas incorporadas. En ese sentido, corresponde actualizar para dichas cargas los porcentajes de ingreso de carga progresivos;

Que, en base a lo expuesto, se concluye que el presente extremo 2.2 del petitorio resulta fundado en parte, dado que, se acepta el considerar las dos (02) solicitudes de factibilidad de Usuarios que están en el rango de 200 kW a 2 500 kW, como demanda incorporada, pero considerando el criterio de ingreso de carga progresivo. Por otra parte, en base a la remisión de la información complementaria, corresponde incrementar el porcentaje de ingreso de carga para las tres (03) cargas incorporadas que han presentado evidencias fotográficas de su estado actual. En consecuencia, se actualiza el archivo de proyección de demanda (Formato F-100) y el archivo de análisis eléctrico del AD 13 (archivo PFD); no obstante, dicha actualización no implica modificar el Plan de Inversiones 2021-2025.

## **2.3 ASIGNAR A COELVISAC LA RESPONSABILIDAD DE LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO “TRANSFORMADOR DE 66/23/10 KV DE 25/25/25 MVA Y CELDAS EN 22,9 KV PARA LA SET YARADA”**

### **2.3.1 ARGUMENTOS DE LA RECURRENTE**

Que, COELVISAC solicita que, Osinergmin reconsidere la asignación de responsabilidad para la ejecución del Proyecto Transformador, ya que, el proyecto fue propuesto por COELVISAC y además no existe impedimento legal para ello;

Que, por otra parte, agrega que las empresas pertenecientes al ámbito del FONAFE

tienen serias restricciones económicas para ejecutar los proyectos del Plan de Inversiones y que esto se evidenciaría si se observa el nivel de ejecución del PIT asignado a las empresas del FONAFE, el cual es menor a las empresas privadas. Esto ha sido reconocido por el propio Estado, en la emisión del Decreto de Urgencia N° 048-2021, y ha sido evidenciado por el propio Osinergmin en el Informe Técnico N° DSE-STE-105-2020;

Que, añade que, COELVISAC es una empresa privada con suficiente flexibilidad presupuestaria. Además, dicha solicitud no infringe el ordenamiento jurídico, puesto que no existe una norma jurídica que expresamente prohíba la posibilidad de asignar a una empresa de distribución el desarrollo de un proyecto de transmisión sobre instalaciones de otro distribuidor;

### **2.3.2. ANÁLISIS OSINERGMIN**

Que, cabe señalar que ELECTROSUR como parte de su Propuesta Final en el presente proceso de modificación del PI 2021-2025, solicitó un proyecto para la zona de Yarada, que involucraba entre sus análisis de alternativas (alternativa 2) la implementación de un “Transformador de Potencia (Tp) de 66/10/22,9 kV de 15 MVA en la SET Yarada y reconversión de sus redes a 22,9 kV”. En ese sentido, cabe precisar que no solamente COELVISAC manifestó su propuesta de implementación de un transformador de potencia en la SET Yarada. Por lo que, ambas empresas COELVISAC y ELECTROSUR consideraron la necesidad de un Transformador de Potencia en la SET Yarada;

Que, en consecuencia, producto del análisis para la zona de Yarada, resultó que se requería para el año 2023, un “Tp 66/23/10 kV de 25/25/25 MVA y celdas en 22,9 kV en la SET Yarada”. En ese sentido, Osinergmin consideró bajo el principio de eficiencia otorgar la ejecución de dicho proyecto al Titular de las instalaciones en donde se implementaría el proyecto (SET Yarada), puesto que técnicamente es más eficiente que el mismo Titular realice las operaciones y el mantenimiento del activo de transmisión que se ubicará en su subestación;

Que, en el presente proceso regulatorio no debe confundirse que la ejecución de una obra estuviera representando el derecho de las empresas sino es un derecho de los usuarios contar con las instalaciones necesarias para una cobertura regular con calidad de la electricidad. Para las empresas la ejecución de determinada obra es una obligación, la misma es asignada por Osinergmin, al amparo de la normativa sectorial;

Que, una vez creada una empresa con participación estatal en su accionariado, esto es, habiendo superado el principio de subsidiariedad no puede ser tratada de forma diferente a cualquier otra empresa, en tanto tendrá los mismos derechos y obligaciones, así como sanciones frente a incumplimientos;

Que, realizar un tratamiento diferenciado en base a los problemas financieros de una empresa y que la asignación de responsabilidad sea en función de la capacidad económica, además de alejarse de los criterios de eficiencia y criterios técnicos, representan una vulneración al principio constitucional y legal de igualdad. Para considerar como criterio de descarte los retrasos en la ejecución de un determinado proyecto, ello debe estar previsto y justificado en una norma que autorice dicho actuar a Osinergmin;

Que, no existe incompatibilidad en lo alegado por COELVISAC, al citar un informe legal previo de Osinergmin, pues no existe impedimento legal para que Osinergmin asigne proyectos a COELVISAC, como se ha hecho en otros casos. Sin embargo, ante la concurrencia de solicitudes y frente a la necesidad de asignar a un único ejecutor de una obra, Osinergmin debe actuar, en base a criterios de eficiencia;

Que, en un pronunciamiento previo de Osinergmin (Informe Legal N° 066-2020-GRT), se indicó ante la consulta, sobre cuál es el criterio aplicable para asignar la titularidad de los proyectos que: “Conforme a lo previsto en el RLCE, Osinergmin es el encargado de aprobar el Plan de Inversiones, encontrándose facultado para establecer los criterios técnicos necesarios para realizar dicha aprobación. El criterio aplicado (en el año 2016 y 2018), consiste en que la empresa de distribución incumbente: i) tendrá la preferencia en caso exista otro interesado calificado; y, a la vez, ii) tendrá la obligación de ejecutar las obras que requiera su demanda, en caso no existan interesados en la ejecución de la inversión correspondiente; todo ello, dentro de un caso concreto de evaluación.”;

Que, en este caso, ELECTROSUR planteó una alternativa para la misma necesidad, tal cual COELVISAC, y siendo la alternativa resultante, aquella a ejecutar dentro de su instalación, el pronunciamiento válido de Osinergmin, por razones de eficiencia ha sido asignarle la responsabilidad a ELECTROSUR. Lo propio ocurriría si hubiera otra empresa que pretenda ejecutar una obra dentro de la instalación de COELVISAC y ésta también lo hubiera solicitado o manifieste su interés en ejecutarla, pues la prioridad la tendrá COELVISAC;

Que, en base a lo expuesto, se concluye que el extremo del petitorio 2.3) resulta infundado.

## **2.4 CORREGIR LOS ERRORES MATERIALES PRESENTADOS EN LA PUBLICACIÓN DE LA MODIFICACIÓN DEL PI 2021-2025**

### **2.4.1 ARGUMENTOS DE LA RECURRENTE**

Que, COELVISAC menciona que, Osinergmin en la observación 2.1.iii) del documento de observaciones remitido mediante Oficio N° 1017-2022-GRT el 28 de junio de 2022, Osinergmin advirtió que el modelo econométrico empleado por COELVISAC en las proyecciones del PBI no son consistentes porque se verifica que una de las variables explicativas del PBI del Área de Demanda 13 no presenta significancia individual (“P-value” < 0,05). En ese sentido, se evidencia en el modelo de PBI, calculado por Osinergmin, no toma en cuenta su propia observación, pues cuenta con una variable sin significancia individual (“P-value” > 0,05);

Que, añade que, en las ecuaciones econométricas calculadas por Osinergmin, se verifica que no cumple con el criterio que establece para el ajuste final del formato F-108, pues no coincide para los años 2022 y 2023, si se compara los formatos F-107 y F-108 publicados por Osinergmin;

Que, además, indica que, en el modelo de proyección de PBI, calculado por Osinergmin, no cumple con el criterio de multicolinealidad;

Que, finalmente, la recurrente solicita que, Osinergmin corrija y replantee el modelo de proyección de PBI y la ecuación econométrica, ya que no cumplen con las pruebas de validación que menciona en sus observaciones.

#### 2.4.2. ANÁLISIS OSINERGMIN

Que, en cuanto al “P-value”  $> 0,05$ , se debe señalar que no debe considerarse determinante para medir la significancia individual de una variable explicativa, debido a que es una probabilidad asociada a un determinado resultado de un estadístico y que es fijado de manera arbitraria por el investigador<sup>1</sup>;

Que, sobre el modelo del PBI para el AD 13, se verifica que las variables explicadas cumplen con el criterio exigido por la Norma Tarifas;

Que, respecto a reformular la ecuación econométrica o sustentar el criterio usado en el ajuste final (formato F-108) presentada por Osinergmin en esta modificatoria del PI 2021-2025, cabe indicar que en concordancia con el numeral 8.1.2.a) que indica: “... Se deberá validar los resultados con el comportamiento esperado del mercado, en aspectos tales como: ... cambios notables en las variables econométricas”. Se ha verificado que los resultados no pudieron ser validados, resultando “una excepción a la regla”, puesto que el comportamiento de la demanda presentaba comportamientos “bruscos” entre los años 2021 y 2022, por lo que Osinergmin considero ajustar la curva que refleje el comportamiento esperado del mercado eléctrico;

Que, respecto a replantear el modelo de proyección de PBI debido a que aparentemente no cumple con las pruebas de validación, Osinergmin ha revisado lo señalado por COELVISAC argumentado los criterios considerados que se detallan en el literal c) del numeral 2.4.2) correspondiente al Informe Técnico [N° 655-2022-GRT](#);

Que, considerando el análisis técnico, que Osinergmin desarrolla en el numeral 2.4.2) correspondiente al Informe Técnico [N° 655-2022-GRT](#), se concluye que no se presentan errores materiales;

Que, en base a lo expuesto, se concluye que el extremo del petitorio 2.4 resulta infundado.

---

<sup>1</sup> Castro, Juan F. & Rivas-Ilosa, Roddy (2013). ECONOMETRÍA APLICADA. 1a edición. Centro de Investigaciones de la Universidad del Pacífico. Lima-Perú. P.127

Que, se ha expedido el Informe Técnico [N° 655-2022-GRT](#) y el Informe Legal [N° 656-2022-GRT](#) de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y de la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, respectivamente, los mismos que complementan la motivación que sustenta la decisión de Osinergmin, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el numeral 4 del artículo 3 del Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos; en el Reglamento General de Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, y en 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; y, en lo dispuesto en el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General aprobado con Decreto Supremo N° 004-2019-JUS; así como en sus normas modificatorias y complementarias; y

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergmin en su Sesión N° 38-2022, de fecha 28 de noviembre de 2022.

**SE RESUELVE:**

**Artículo 1°.-** Declarar infundado el recurso de reconsideración interpuesto por Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A.C. contra la Resolución N° 186-2022-OS/CD, en lo referente a los extremos 2.1, 2.3 y 2.4, por las razones expuestas en los numerales 2.1.2 , 2.3.2 y 2.4.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

**Artículo 2°.-** Declarar fundado en parte el recurso de reconsideración interpuesto por Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A.C. contra la Resolución N° 186-2022-OS/CD, en lo referente al extremo 2.2, por las razones expuestas en el numeral 2.2.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

**Artículo 3°.-** Incorporar, como parte integrante de la presente resolución, el Informe Técnico [N° 655-2022-GRT](#) y el Informe Legal [N° 656-2022-GRT](#).

**Artículo 4°.-** Disponer la publicación de la presente resolución en el diario oficial El Peruano y consignarla, conjuntamente con el Informe Técnico [N° 655-2022-GRT](#) e Informe Legal [N° 656-2022-GRT](#) en la página web institucional de Osinergmin: <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2022.aspx>

**Omar Chambergó Rodríguez**  
Presidente del Consejo Directivo