

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 007-2023-OS/CD

Lima, 12 de enero de 2023

1.- CONSIDERANDO:

Que, con fecha 25 de noviembre de 2022, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante "Osinergmin"), publicó la Resolución N° 203-2022-OS/CD (en adelante "Resolución 203"), 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 2;

Que, con fecha 20 de diciembre de 2022, la empresa Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A.C. (en adelante "COELVISAC"), dentro del término de ley, presentó recurso de reconsideración, contra la Resolución 203 materia del presente acto administrativo el análisis y decisión de dicho recurso.

2.- EL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

Que, COELVISAC solicita aprobar los siguientes extremos

- a) Incluir la Nueva SET Arándanos 220/60/22,9 kV de 40 MVA y la LT 220 kV Felam – Arándanos.
- b) Incluir la Nueva SET Misteriosa 60/22,9 kV de 40 MVA y la LT 60 kV Tierras Nuevas – Misteriosa.
- c) Considerar los cronogramas de ingreso de cargas señalados por los clientes en sus solicitudes de factibilidad presentadas.
- d) Considerar dentro del cálculo de proyección de la "Demanda Incorporada", a solicitudes mayores a 200 kW.
- e) Incluir las Celdas de Alimentador de 22,9 kV en la SET Tierras Nuevas.
- f) Corregir errores materiales presentados en la publicación de la modificatoria PI 2021-2025.

2.1 INCLUIR LA NUEVA SET ARÁNDANOS 220/60/22,9 KV DE 40 MVA Y LA LT 220 KV FELAM – ARÁNDANOS

2.1.1 ARGUMENTOS DE LA RECURRENTE

Que, según alega la recurrente, con fecha 05 de diciembre de 2022, COELVISAC ha presentado su desistimiento del proceso judicial tramitado bajo el Expediente N° 01371-2021-0-1801-JR-CA-17 en el Décimo Séptimo Juzgado Permanente Especializado en lo Contencioso Administrativo, de conformidad con el inciso 1 del artículo 340 y siguientes del Código Procesal Civil;

Que, por lo señalado, COELVISAC solicita a Osinergmin pronunciarse sobre el fondo de su pedido en este extremo, con relación al proyecto SET Arándanos, toda vez que ya no existe controversia judicial pendiente de resolverse;

Que, por otro lado, COELVISAC manifiesta que la afirmación del Osinergmin respecto a que la necesidad de la SET Arándanos se fundamenta en el incremento de los clientes libres, no es correcta, puesto que a la fecha ha logrado recabar evidencia que demostraría que la SET Arándanos es una instalación de transmisión que servirá tanto para la demanda regulada como para la demanda libre del AD2, particularmente la que se ubica dentro de la zona de concesión de COELVISAC;

Que, asimismo, no existe disposición legal alguna que establezca que los clientes libres deben costear instalaciones de transmisión para su suministro de energía eléctrica, todo lo contrario, lo que existe es una obligación por parte del concesionario de distribución de abastecer energía a todo aquel que lo solicite, independientemente de si es cliente libre o regulado y más aún si está dentro de zona de concesión como es el caso nuestro, en virtud de lo establecido por el literal a) del artículo 34 de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE);

Que, agrega, de la revisión del formulario F-203 que sustenta la Resolución 203, se observa que Osinergmin está reconociendo la presencia de demanda regulada dentro de la zona de influencia de la nueva SET Arándanos postulada por COELVISAC ya que Osinergmin plantea una transferencia de carga regulada del 15% al 2021 y 20% al 2026 hacia la SET Mórrope, demanda regulada que bajo el planteamiento de COELVISAC sería atendida por la nueva SET Arándanos;

Que, sumado a los clientes regulados existentes que vienen siendo atendidos por el sistema eléctrico Tierras Nuevas, también es importante precisar que en la zona de influencia de la nueva SET Arándanos y dentro de la zona de concesión de COELVISAC se tienen requerimientos de demanda regulada anexada como parte de su recurso, en vista que el procedimiento administrativo aún no concluye es oportuna la consideración de toda la demanda requerida antes de culminar el procedimiento. Al respecto, dichas solicitudes nuevas adjuntas a su recurso deben ser consideradas por parte de Osinergmin, independientemente de su fecha de recepción, pues es evidencia que demuestra la existencia de demanda regulada en la zona de influencia de la SET Arándanos; y, en consecuencia, demuestra la necesidad de esta subestación;

Que, actualmente el sistema eléctrico Tierras Nuevas cuenta con tres reguladores de tensión. Agrega COELVISAC, que sin estos reguladores la atención de la demanda colectiva no sería posible. Además, COELVISAC precisa que, en la zona de Olmos, no tiene ningún transformador que sea remunerado por la demanda; sin embargo, tanto la demanda regulada como libre viene siendo beneficiada por las instalaciones de COELVISAC, por lo que la necesidad de la SET Arándanos estaría justificada en una demanda colectiva;

Que, agrega, Osinergmin debe tener en cuenta la cargabilidad real de la SET Tierras Nuevas, ya que en octubre de 2022 ha registrado 40,42 MVA (de acuerdo con los registros de medición que son reportados a Osinergmin de conformidad con el procedimiento N° 048-2018-OS/CD) muy superior a la proyección de demanda de Osinergmin para el 2022 (26 MVA) que es mostrado en el Formato F-202 de Osinergmin;

Que, esta situación refleja que Osinergmin producto de modificar los cronogramas de

ingreso de carga de los clientes está considerando una demanda subdimensionada para el planeamiento de la transmisión, ya que producto “del nuevo cronograma impuesto por Osinergmin”, se tiene una demanda que carece de sentido al no verse contrastada con los valores registrados para la SET Tierras Nuevas que actualmente ya está al 67% de cargabilidad y al no ver la cargabilidad del devanado de 220 kV Osinergmin está considerando como cargabilidad de la SET Tierras Nuevas 44% como muestra en su formato F-200, por lo que no resulta correcta la cargabilidad que formula Osinergmin;

Que, COELVISAC alega que producto de esta proyección de demanda subdimensionada, Osinergmin concluye que recién en el año 2029 se requerirá de un segundo transformador en Tierras Nuevas, mientras que COELVISAC advierte en su propuesta final que esta sobrecarga se presentará dentro del periodo de la Modificatoria del PI 2021-2025;

Que, actualmente COELVISAC presenta un alimentador muy extenso (54,7 km) fuera del rango de operación óptimo para un nivel de tensión de 22,9 kV, por lo que ha requerido de la instalación de tres reguladores de tensión para lograr atender con una calidad de producto aceptable a sus clientes del tipo agroindustrial;

Que, no es posible atender la demanda de COELVISAC desde la SET Mórrope, señala COELVISAC que, se tienen registros de calidad de clientes regulados que son atendidos en el alimentador ST-05 que presenta una longitud de 54,7 km y que es motivo para que COELVISAC requiera de una nueva subestación de transmisión que pueda cortar este alimentador y solucionar los problemas de calidad de producto a largo plazo. Así mismo, que el sistema eléctrico Tierras Nuevas a pesar de tener 3 reguladores de tensión, en algunas ocasiones muestra perfiles de tensión fuera del límite permitido por la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos (NTCSE);

Que, agrega, a pesar de tener conocimiento que COELVISAC cuenta con tres reguladores de tensión en su sistema eléctrico, Osinergmin pretende forzar el sistema eléctrico Tierras Nuevas con la instalación de más reguladores de tensión que no son reconocidos en la tarifa VAD y que, además, no son una solución a largo plazo y no resulta la inversión técnica-económica más eficiente como demostraremos en el Formato F-205 (ANEXO 1-G de su recurso), que evidencia el beneficio económico a los usuarios realizando una comparación con y sin proyecto;

Que, respecto al ejemplo citado en el Informe Técnico N° 635-2022-GRT, en referencia al cliente Agro Latam, COELVISAC señala que, la nueva SET Arándanos se sustenta en la atención oportuna de una demanda colectiva, por lo que Osinergmin, así como cita el caso de Agro Latam debe de ver el caso del cliente Estrata que se trata de un usuario regulado de tarifa MT2, así como los clientes Haros, Corpro, AIB, San Ricardo y otros que también son regulados, y serían beneficiados por la nueva subestación;

Que, COELVISAC verifica que la alternativa “con” la SET Arándanos es más eficiente que “sin” la SET Arándanos, por la diferencia entre los ahorros obtenidos por la reducción de pérdidas de potencia y energía de cada alternativa. Esto se evidencia al comparar la alternativa ganadora N°3 frente a la alternativa N°1 “sin” la SET Arándanos que equivale a USD 5 535 599;

Que, la supuesta inclusión de la SET Mórrope y LT 60kV Íllimo - Mórrope desde el año 2021 dentro del sistema eléctrico no permite una evaluación correcta del AD2. Por ello, COELVISAC solicita a Osinergmin que evalúe el sistema eléctrico en las condiciones actuales reales (sin la subestación Mórrope) hasta la fecha en que ENSA ponga en servicio dicha SET;

Que, Osinergmin señala que la SET Arándanos puede considerarse como una ITC, por lo tanto, cuestiona el hecho de que COELVISAC no ha remitido al COES, de manera oportuna, la información sobre la nueva demanda identificada en el AD2. Para Osinergmin, dicha información le hubiera permitido al COES originar una ITC para dar solución a esta zona;

Que, COELVISAC no está de acuerdo con la posición adoptada en el referido Informe, puesto que consideramos que la misma infringe el principio de legalidad y además contiene una motivación aparente, lo cual equivale a una ausencia de motivación;

Que, 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 Transmisión;

Que, esto significa que, si la instalación de transmisión fue incorporada previamente en el PI, no se cumpliría una de las condiciones y, por tanto, entonces no puede ser calificada como ITC. De esta manera, la normatividad, a efectos de evitar la duplicidad de inversiones, establece que tendrá prioridad lo dispuesto en el PI. En ausencia de inversiones contempladas en el PI, se podrá incluir las inversiones en el ITC;

Que, la SET Arándanos es una instalación de transmisión que formaría parte del SCT, que une el AD2 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 PI;

Que, esto mismo ha sido señalado por Osinergmin en la Resolución N° 185-2020-OS/CD, donde se cuestionaba la posibilidad de incluir una celda dentro del Plan de Transmisión como una ITC. Al respecto, Osinergmin señaló que, *en cuanto a la ampliación que debe ser realizada por la empresa REP, ELECTRODUNAS menciona que el COES ha indicado que en el Plan de Transmisión 2021-2030 no corresponde analizar el Área de Demanda 8. Con ello, queda claro que la celda en análisis no puede ser canalizada como una Instalación de Transmisión de Conexión (ITC) e incluida en el Plan de Transmisión 2021-2030;*

Que, respecto a que supuestamente COELVISAC no habría remitido al COES la información sobre la nueva demanda identificada en el AD2, COELVISAC reitera lo indicado en su levantamiento de observaciones en el que señala que cumplió con entregar oportunamente la información disponible al COES, información con la cual el COES propone en el largo plazo la implementación de una segunda terna en nuestras instalaciones "LT Felam-Tierras Nuevas";

Que, en cumplimiento a la Norma Tarifas, COELVISAC realizó la comparación técnica y económica de las alternativas, demostrando que la alternativa más eficiente resulta ser la de implementar la LT 220 kV “Felam – Arándanos” más una nueva subestación Arándanos 220/60/23kV – 40 MVA para el año 2023 sustentando el beneficio que este proyecto traerá de cara a los usuarios, sin embargo, también se analiza una alternativa 2 que considera la instalación de un nuevo transformador de 220/60/23kV – 60 MVA en la SE Felam y una LT 60kV “Felam - Arándanos” más una nueva subestación Arándanos 220/60/23kV – 40 MVA que sigue siendo más eficiente que la alternativa de no considerar la implementación de la SET Arándanos por lo que Osinergmin debe reconsiderar la SET Arándanos, ya que ésta presenta mayores beneficios económicos a los usuarios a diferencia de no implementarla;

2.1.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, sobre el desistimiento del proceso de COELVISAC, es preciso señalar que de conformidad con los artículos 120 y 121 del Código Procesal Civil, mediante resoluciones del respectivo órgano jurisdiccional, en específico mediante un auto, el Juez resuelve la conclusión y/o las formas de conclusión especial del proceso judicial correspondiente;

Que, según se dispone en el artículo 321.6 del Código Procesal Civil, concluye el proceso sin declaración sobre el fondo cuando el demandante se desiste del proceso o de la pretensión; siendo el desistimiento una forma especial de conclusión del proceso judicial;

Que, por su parte, los artículos 341 y 343 del mismo cuerpo normativo, prevén que el desistimiento no se presume, debiendo precisarse su contenido y alcance, legalizando el proponente su firma ante el secretario respectivo y cuando se formula después de notificada la demanda, requiere la conformidad del demandado expresada dentro de tercer día de notificado. Si hubiera oposición, el desistimiento carecerá de eficacia, debiendo continuar el proceso;

Que, en tal sentido, a efectos de validar que una causa en curso se encuentra fuera de la competencia del Poder Judicial, requiere el cumplimiento de las condiciones normativas y el pronunciamiento judicial que lo acepte y de por concluido el proceso;

Que, al respecto, de la revisión de los documentos contenidos en el Expediente N° 01371-2021-0-1801-JR-CA-17, se verifica el estado “en trámite” del proceso judicial, pues se encuentra actualmente en segunda instancia (Sala), debido a que Coelvisac apeló la sentencia de primera instancia que declaró infundada su demanda. Dicha apelación fue concedida con efectos suspensivos mediante la Resolución N° 12 del Juzgado;

Que, si bien se verifica que COELVISAC ha presentado el desistimiento del proceso el 5 diciembre de 2022; mediante Resolución N° 13, el Juzgado ha señalado que ha perdido competencia para pronunciarse por dicho desistimiento, en tanto el expediente se encuentra en la segunda instancia, por lo que, le corresponde a la Sala se pronuncie sobre el mismo;

Que, en consecuencia, la solicitud de desistimiento requiere del cumplimiento de condiciones normativas y el pronunciamiento jurisdiccional; por tanto, este extremo del petitorio, se encuentra pendiente de decisión judicial, tal cual ocurría al momento de emitir la resolución impugnada, por lo que, este extremo debe ser declarado improcedente, al amparo de lo previsto en el artículo 139.2 de la Constitución del Perú y el artículo 4 del TUO de la Ley Orgánica del Poder Judicial, por cuanto Osinergmin no cuenta competencia para evaluar y aceptar la incorporación al Plan de Inversiones planteada;

Que, sin perjuicio de lo señalado, con respecto a los diversos argumentos planteados por COELVISAC en su recurso, es importante presentar algunas precisiones;

Que, respecto a que no existe disposición legal alguna que establezca que los clientes libres deben costear instalaciones de transmisión para su suministro de energía eléctrica, se debe señalar que, el artículo 27.2.c de la Ley N° 28832, establece que las instalaciones que permiten transferir electricidad a los usuarios libres son consideradas instalaciones del SCT de libre negociación y no están sujetas a regulación de precios por el Regulador, a su vez la Norma Tarifas no ampara la aprobación de elementos para instalaciones exclusivas de clientes libres. El marco regulatorio otorga libertad y no interviene para tutelares intereses exclusivamente privados, pudiendo éstos, solventar sus necesidades. No existe obligación para el Regulador de aprobar instalaciones como parte de su función de planeamiento de la expansión de la transmisión que provengan de compromisos u obligaciones de las concesionarias; asimismo, el Ítem V) del literal e) del artículo 139 del RLCE señala que “A la demanda de una determinada área atendida de forma exclusiva por instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión diferentes de aquellas a que se refieren el numeral IV) precedente y el literal c) del numeral 27.2 del Artículo 27 de la Ley N° 28832, se le asignará el 100% del pago de dichas instalaciones”;

Que, además, debe tenerse en cuenta también, lo señalado en el artículo 33 de la LCE, que señala que, los concesionarios de transmisión están obligados a permitir la utilización de sus sistemas por parte de terceros, quienes deberán asumir los costos de ampliación a realizarse en caso necesario, y las compensaciones por el uso, de acuerdo a lo dispuesto en el RLCE;

Que, respecto a lo alegado sobre el artículo 34 de la LCE, se debe señalar que, Osinergmin no contradice lo indicado en dicho artículo, por lo que, en este caso, toda distribuidora, en función de sus compromisos legales y contractuales debe proporcionar el suministro de energía a los clientes en su zona de concesión, sin embargo, ello no implica que el Regulador en ejercicio de su función de planeamiento de la expansión de la transmisión, debe aprobar lo que la empresa le formule. Para ello, se rige en las normas y criterios expuestos del Plan de Inversiones conforme se ha aplicado en este caso;

Que, Osinergmin en sus pronunciamientos no ha negado la existencia de carga regulada, sino que, ésta puede ser atendida por las instalaciones existentes, y que los clientes libres (clientes > 5 MW) deberían conectarse en 60 kV debido a que los alimentadores en 22,9 kV en la mayoría de los casos estarían presentando caídas de tensión y necesitarían para solucionar ello, reguladores de tensión. Por ello, la

justificación de la SET Arándanos, se debe al incremento de los clientes libres en la zona;

Que, en lo que respecta a solicitudes de factibilidad de fecha posterior a la emisión de la Resolución 203; en virtud del principio de verdad material contenido en el TUO de la LPAG, que 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 podría utilizar como base información creada posteriormente; por lo tanto, las solicitudes que tengan fecha posterior a la emisión del acto administrativo, no resultan procedentes dentro del presente proceso regulatorio;

Que, ese sentido, se verifica que esta documentación no fue remitida en su solicitud inicial de Modificación del PI 2021-2025, ni en su absolución de observaciones. En adición, se verifica que siete (7) de estas solicitudes tienen fecha entre el 30 de noviembre y 12 de diciembre del año 2022, que corresponden a fechas posteriores a la fecha de emisión de la RESOLUCIÓN (25 de noviembre de 2022). Por lo que, en este caso, estas siete (07) nuevas solicitudes de factibilidad presentadas en su recurso, no se consideran como parte del análisis y evaluación de la proyección de demanda para el presente proceso de modificación del PI 2021-2025;

Que, por otro lado, respecto a la solicitud de factibilidad con fecha 18 de octubre de 2022 del cliente "R COORP E.I.R.L.", de la revisión efectuada se observa que el cuadro de cargas presentado no corresponde con la solicitud de factibilidad del cliente en el cual se indica un ingreso de carga de hasta 2 055 kW, mientras que en el cuadro de cargas se totaliza una máxima demanda de 620 kW. En ese sentido, la solicitud presenta inconsistencia en relación con la magnitud de la carga solicitada, por consiguiente, no corresponde su inclusión en la proyección de demanda;

Que, sobre lo indicado por COELVISAC que en el transcurso del año se viene registrando consumos de demanda regulada en el sistema eléctrico Tierras Nuevas y que esta demanda no estaría siendo incluida dentro del análisis debido a que solo se considera registros históricos del 2021; al respecto, es preciso indicar que para el presente proceso de modificatoria del PI 2021-2025 corresponde considerar como año base el 2021, en ese sentido los registros históricos a utilizarse para la proyección de demanda deben corresponder al año 2021. Por lo anterior, la proyección de demanda efectuada por Osinergmin está conforme a lo establecido en la Norma Tarifas, la misma que contempla desarrollar en el estudio, para la solicitud de modificar el Plan de Inversiones, los mismos criterios y metodología establecidos en la definición del Plan de Inversiones;

Que, dentro de los datos históricos que se utiliza para la proyección de demanda de Usuarios Regulados se encuentran considerados clientes de tipo residenciales, comerciales e industriales. Por lo que, en la proyección de demanda regulada mediante los modelos econométricos y tendenciales, ya se considera todos estos tipos de clientes;

Que, respecto a la cargabilidad de la SET Tierras Nuevas, se debe señalar que, para el presente proceso de Modificación del PI 2021-2025, el año base es el 2021 que

corresponde al último año histórico a considerarse. Asimismo, para la proyección de demanda se considera el periodo proyectado comprendido entre los años 2022 y 2050. Por otro lado, la demanda proyectada por Osinergmin en el formato F-202 (26 MVA para el año 2022) corresponde al devanado de 22,9 kV. Por otro lado, en el cuadro presentado por COELVISAC y que según la recurrente fue reportado a Osinergmin con los registros de medición hasta octubre de 2022, en conformidad con el procedimiento N° 048-2018-OS/CD, se verifica que la demanda en el devanado de 22,9 kV es de 21 MVA, menor valor al proyectado por Osinergmin para el año 2022;

Que, para la validación de las nuevas demandas se ha tenido en cuenta la aplicación de factores de ingreso progresivo de las cargas, realizados en función de los criterios establecidos en el ítem B.3.3 del Anexo B “Metodología para la Proyección de la Demanda” del Informe Técnico N° 342-2020-GRT (Anexo B.3.3) y según la NORMA TARIFAS, cabe mencionar que estos criterios han sido aplicados de manera uniforme para todas las Áreas de Demanda;

Que, la proyección de demanda efectuada por Osinergmin contempla los mismos criterios y metodología empleadas en el proceso del PI 2021-2025 vigente, y, por consiguiente, la evaluación de la cargabilidad de la SET Tierras Nuevas es conforme a lo establecido en la Norma Tarifas;

Que, COELVISAC realiza una comparación errónea de la cargabilidad de la SET Tierra Nuevas, mientras que COELVISAC presenta los 40 MVA en la barra de 220 kV, Osinergmin presenta la cargabilidad del devanado de 22,9 kV;

Que, la demanda de COELVISAC en el devanado de 22,9 kV es de 21 MW, mientras que la proyección de demanda de Osinergmin en la Resolución 203 fue de 26 MVA superior a la demanda ocurrida en el año 2022, por ello, la afirmación de COELVISAC, respecto a que la modificación que realiza Osinergmin a los cronogramas considera una demanda subdimensionada no es adecuada;

Que, es preciso señalar que, en el formato F-202 se consigna la máxima demanda con la aplicación del factor de contribución a la punta correspondiente (obtenida del formato F-120 SET), para cada devanado de cada transformador. En ese sentido, no es correcta la evaluación presentada por COELVISAC considerando para el formato F-202 la máxima demanda de cada devanado del transformador (formato F-120) para analizar la cargabilidad de la subestación;

Que, los otros 20 MVA adicionales que COELVISAC considera en la SET Tierras Nuevas, corresponde a la demanda en 60 kV transmitida por la línea Tierras Nuevas – Pampa Pañalá, que según los análisis de flujos de potencia está alrededor de 15 MVA y que este no debería variar como lo señala COELVISAC. Por ello, según los análisis desarrollados, la necesidad de un nuevo transformador en la SET Tierras Nuevas queda fuera del PI 2021-2025;

Que, respecto al cliente libre Agrolatam y al cliente Estrata que serían beneficiados con la nueva subestación, se debe señalar que, en el caso negado que se tenga una SET, lo recomendable es que un cliente de 9 MVA se conecte al sistema en el nivel de 60 kV como mínimo, debido a que, se tendría problemas para el suministro en 22,9 kV y

tener un adecuado nivel de calidad. En ese sentido, COELVISAC malinterpreta las afirmaciones realizadas por Osinergmin (no se refiere a que el cliente libre se beneficiaría de esta SET, sino, el cliente debería conectarse en un nivel de tensión mayor, y no en 22,9 kV, ya sea de la SET Tierras Nuevas o de cualquier otra SET);

Que, se debe señalar que, desde la SET Mórrope se deberían atender a los clientes: Arena Verde S.A.C., Empresa Saludable en Tratamiento y Técnicas, Agro Latam S.A.C. Fundo Terranova y Fundo Zorgal, Inka's Berries, siendo el cliente Agro Latam Fundo Zorgal el más grande con 6,7 MW, debido a que es la subestación más cercana;

Que, éste cliente debería conectarse en el nivel de tensión de 60 kV; sin embargo, se puede alimentar desde la SET Mórrope en 22,9 kV con un alimentador de 23 km y con un conductor de 240mm², con lo que se tiene una caída de tensión aceptable. Asimismo, para el suministro de las cinco cargas listadas, se requerirían tres celdas de alimentador, que deben ser costeadas por los mismos clientes;

Que, en cuanto al argumento de la naturaleza de las ITC que señala COELVISAC, es preciso señalar que los artículos 4.32 y 20 de la Norma "Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión", aprobada con Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM/DM y modificatorias, 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, COELVISAC cambia el texto del dispositivo normativo y asevera que, como la SET Arándanos "no ha sido incorporada en el Plan de Transmisión, por lo tanto, no existe impedimento legal para que sea incorporada en el PI 2021-2025", cuando la norma establece expresamente que, las ITC 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 Arándanos no será incluida en el PI 2021-2025, siendo compatible que sí lo sea del Plan de Transmisión. La aplicación que se le da al cambio normativo referido a las ITC es que el camino para su ejecución (cuando tenga las características técnicas para ese efecto) es el Plan de Transmisión y no el Plan de Inversiones;

Que, por otra parte, sobre los precedentes que menciona la recurrente del Área de Demanda 8, se debe indicar que en ese momento no correspondía al COES, evaluar la planificación de las ITC de dicha Área de Demanda, 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 las

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 Área de Demanda 2, 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 Área de Demanda 2, está a cargo del COES;

Que, finalmente, se debe señalar que, con los Elementos existentes y aprobados, es factible la atención de la demanda regulada proyectada actualizada, por lo que, se mantiene la posición de Osinergmin para el periodo 2021-2025;

Que, como ya fue señalado en los fundamentos iniciales del presente numeral, este petitorio efectuado por COELVISAC debe ser declarado improcedente.

2.2 INCLUIR LA NUEVA SET MISTERIOSA 60/22,9 KV DE 40 MVA Y LA LT 60 KV TIERRAS NUEVAS –MISTERIOSA

2.2.1 ARGUMENTOS DE LA RECURRENTE

Que, para sustentar su solicitud, la recurrente manifiesta que la afirmación del Osinergmin respecto a que la SET Misteriosa se debe al incremento de los clientes libres, no es correcta, puesto que a la fecha COELVISAC ha logrado recabar evidencia que demuestra que la SET Misteriosa es una instalación de transmisión que servirá tanto para la demanda regulada como para la demanda libre del AD2, particularmente la que se ubica dentro de la zona de concesión de COELVISAC;

Que, sin perjuicio de lo señalado, COELVISAC aclara que no existe disposición legal alguna que establezca que los clientes libres deben costear instalaciones de transmisión para su suministro de energía eléctrica, todo lo contrario, lo que existe es una obligación por parte del concesionario de distribución de abastecer energía a todo aquel que lo solicite, independientemente de si es cliente libre o regulado;

Que, indica que el análisis de Osinergmin extraído del Informe Técnico N° 635-2022-GRT, no se encuentra en el archivo publicado por Osinergmin. Sobre el particular, COELVISAC comenta: i) Osinergmin considera a las cargas instaladas, en los nuevos alimentadores de la SET Tierras Nuevas, con un factor de potencia de 0,97, en contradicción al numeral 29.2 de la Norma Tarifas, la cual señala que el factor de potencia de la demanda debe ser igual a 0,95, ii) El uso de factor de potencia de 0,97 reduce la componente reactiva a través de la red de distribución, así como las pérdidas de potencia y energía. Por tanto, no se visualiza las caídas de tensión en barras en las redes de 22,9 kV. De considerarse el factor de potencia, tal como señala la norma, se presentarían caídas de tensión en los nodos extremos de los alimentadores, mayores pérdidas de potencia y energía, ya que con el factor de potencia considerado por Osinergmin se tienen los alimentadores al límite (0,952 y 0,96 p.u) y, iii) La evaluación realizada con cargas disgregadas de 11 MW y carga concentrada de 23,22 MW no permite la evaluación correcta debido a que para la carga concentrada no se estaría tomando en cuenta la distancia de las cargas a la SET Tierras Nuevas y que las pérdidas técnicas de potencia y energía debido a los alimentadores ocasionan caídas de tensión.

Es por ello que, no se refleja la caída de tensión en los nuevos alimentadores de la SET Tierras Nuevas;

Que, COELVISAC evidencia de sus simulaciones que lo afirmado por Osinergmin sobre otros puntos de atención de la demanda no es correcto, ya que la SET Tierras Nuevas seguiría presentando problemas de calidad de producto tanto en la zona de influencia de la SET Misteriosa como en la SET Arándanos, por ello Osinergmin debe realizar un análisis técnico económico para determinar si es más beneficioso desde el punto de vista de pérdidas implementar la SET Misteriosa o no, y de esta manera motivar adecuadamente su decisión.

2.2.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, con relación a las obligaciones de los clientes libres de asumir las instalaciones por sus necesidades exclusivas, nos remitimos a lo indicado en el análisis contenido en el numeral 2.1.2 de la presente resolución;

Que, de acuerdo con la información remitida por COELVISAC en el proceso de Modificación del PI 2021-2025, se verifica que, en su mayoría se tienen demandas incorporadas con potencias que superan los 2,5 MW totalizando como máxima demanda 54,8 MW de estos nuevos clientes libres a incorporarse; valor muy superior al incremento de demanda propiamente regulada;

Que, sobre la demanda regulada en la zona, se debe señalar que, Osinergmin en sus pronunciamientos no niega la existencia de carga regulada, sino que, ésta puede ser atendida por las instalaciones existentes, y que los clientes libres (clientes > 5 MW) deberían conectarse en 60 kV debido a que los alimentadores en 22,9 kV en la mayoría de los casos estarían presentando caídas de tensión y necesitarían para solucionar ello, reguladores de tensión. Por ello, es que se puede verificar que la SET Misteriosa, se debe al incremento de los clientes libres en la zona;

Que, respecto a que Osinergmin considera un factor de potencia de 0,97, en contradicción al numeral 29.2 de la NORMA TARIFA, se debe señalar que, Osinergmin utiliza el factor de 0,95 para las cargas en el nivel de MT de la SET, tal como se aprecia en la Gráfica N° 7 presentada por COELVISAC y que figura en el Informe para la publicación de la Resolución 203, tal como lo señala el numeral 29.2 de la Norma Tarifas.

Que, en conclusión, COELVISAC interpreta erróneamente la Norma Tarifas al pretender que se utilice el factor de 0,95 al final del alimentador;

Que, respecto a la evaluación realizada con cargas disgregadas de 11 MW y carga concentrada de 23,22 MW, se debe señalar que, los alimentadores de 22,9 kV por su naturaleza técnica no puede transmitir de manera adecuada niveles de potencia de 23,22 MW en un alimentador en 22,9 kV, por lo que, en el ejemplo se disgregó en dos alimentadores de 11 MW para realizar un correcto análisis, pudiendo disgregar incluso más y tomar como tope lo señalado en el formato F-204 que figura que cada alimentador de la SET Tierras Nuevas debe llevar 7 MW como máximo;

Que, respecto a que Osinergmin debe realizar un análisis técnico económico para determinar si lo más beneficioso, se debe señalar que, para realizar un análisis de alternativas se debe contar con un problema en el diagnóstico realizado en la zona de la SET Misteriosa, el cual no se tiene, por tanto, no corresponde realizar un análisis al respecto;

Que, en función a los fundamentos señalados, este petitorio debe ser declarado infundado.

2.3 CONSIDERAR LOS CRONOGRAMAS DE INGRESO DE CARGAS SEÑALADOS POR LOS CLIENTES EN SUS SOLICITUDES DE FACTIBILIDAD PRESENTADAS

2.3.1 ARGUMENTOS DE LA RECURRENTE

Que, respecto a los cronogramas de ingreso de carga de los clientes, COELVISAC señala que Osinergmin modifica los cronogramas de ingreso de cargas solicitados por los clientes sin tomar en cuenta los criterios ya adoptados en el plan regular PI 2021-2025;

Que, COELVISAC señala que, resulta importante precisar que Osinergmin en el plan regular PI 2021-2025 ya ha reconocido expresamente que para los nuevos y/o incrementos de demanda incorporadas sean consideradas en el F-113, deben cumplir con lo establecido en el numeral 8.1.2.c. de la Norma Tarifas;

Que, añade, el propio Osinergmin 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 sustentar los nuevos incrementos de carga;

Que, el planeamiento de COELVISAC se basó en los mismos criterios ya aprobados en el plan regular PI 2021-2025, en el sentido que para acreditar la fecha de ingreso de la demanda basta con cumplir los requisitos exigidos por los numerales 8.1.2.b y 8.1.2.c de la NORMA TARIFAS; sin embargo, lo que ahora pretende hacer Osinergmin es cambiar los criterios sin considerar los cronogramas de ingreso de cargas propuestos por los propios clientes que son quienes conocen sus planes de expansión así como el comportamiento de su demanda y no basados en especulaciones, opiniones y/o cambio de criterios de Osinergmin, por lo que solicitamos a Osinergmin considerar el criterio ya empleado en el plan regular PI 2021-2025;

Que, COELVISAC señala que, la decisión de Osinergmin implica una contravención al principio de predictibilidad, dado que en la Resolución N° 126-2020-OS/CD y en sus informes técnicos, Osinergmin ya estableció el criterio para acreditar la fecha de incorporación de la “nueva demanda”;

Que, añade, el hecho que Osinergmin no considere, sin contar con medio probatorio alguno, que la carga propuesta por COELVISAC no entrará en la fecha consignada en las solicitudes de factibilidad de suministro formulada por los futuros clientes del AD2, implica ciertamente una clara contravención al principio de presunción de veracidad y al principio de verdad material;

Que, agrega, en los archivos de cálculo (F-100) que sustentan la Resolución 203, está incluyendo nuevamente las cargas ya aprobadas en el plan regular y tomando en cuenta los cronogramas propuestos por los propios clientes manteniendo una coherencia con los criterios del plan regular PI 2021-2025, sin embargo, para el caso de nuevas solicitudes que son evaluadas en este proceso de modificación del PI 2021-2025, se está cambiando de criterio al modificar los cronogramas propuestos por los clientes;

Que, en el Área de Demanda 8 (AD8), para el cliente AGROVICTORIA, se presentó un cronograma de ingreso de cargas propuesto y aceptado por el cliente, el cual sí fue aprobado por Osinergmin sin realizar ajustes como lo está haciendo ahora. El mismo criterio se verifica con las 3 solicitudes de factibilidad que fueron aprobadas por Osinergmin para el AD8, pues las 3 solicitudes respetan el cronograma propuesto por el cliente;

Que, por otro lado, COELVISAC observa que en el formato F-100 Osinergmin bajo el sustento antes indicado estaría considerando cronogramas con ingreso de carga a partir del año 2023 con porcentajes del 5% o 10% hasta llegar al 100% en 11 años, que no refleja el crecimiento del sistema eléctrico Tierras Nuevas ni el crecimiento de clientes similares, por lo que COELVISAC no está de acuerdo con la aplicación del cronograma de ingreso de cargas de Osinergmin y procede a explicar información referente al sistema eléctrico Tierras Nuevas para que se consideren cronogramas de ingreso de carga más optimistas;

Que, agrega, Osinergmin no está tomando en consideración el criterio previsto en el numeral 8.3.3.C de la Norma Tarifas ya que Tierras Nuevas es un sistema eléctrico aún en desarrollo que presenta tasas de crecimiento que no son comparables con cualquier otro sistema del país, ya que este sistema crece históricamente con unas tasas del orden del 20% a más anualmente;

Que, además, el crecimiento histórico de la SET Tierras Nuevas por ser un sistema eléctrico joven aún se encuentra en constante crecimiento y esto se evidencia con el crecimiento cuadrático que presenta ya que en solo 7 años presenta una demanda registrada de 36,18 MW, que a partir del año 2021 ya considera la demanda por la LT Tierras Nuevas - Pampa Pañala, por lo que la propuesta de cronograma de ingreso de cargas de los clientes impuesta por Osinergmin no es coherente con la realidad del sistema eléctrico Tierras Nuevas, además de esto COELVISAC observa que Osinergmin está considerando ingresos de carga muy bajos (5% inicial) en consideración de lo usual de nuestros clientes (20%-50% e inclusive hasta el 100%) y factores de ingreso progresivo muy por debajo de lo observado en la tasa histórica de COELVISAC, por lo que COELVISAC solicita a Osinergmin reconsiderar los cronogramas de ingreso de cargas de los clientes tomando en cuenta el crecimiento del sistema eléctrico Tierras Nuevas;

Que los clientes del tipo agroindustrial de Tierras Nuevas presentan un crecimiento rápido de la demanda, similares a las solicitudes de factibilidad postuladas por

COELVISAC como son: Agrícola Alaya, Agrolmos, Agrivisión, Plantaciones del Sol, Trapani II, Arena Verde, son presentadas como ejemplo;

Que, COELVISAC señala, si Osinergmin pretende modificar los cronogramas de ingreso de cargas estos deberían ser mayores de acuerdo con las características de las cargas ya incorporadas en el sistema eléctrico Tierras Nuevas que como se ha sustentado presenta un crecimiento de anual de 58%, por lo que COELVISAC considera razonable un cronograma de ingreso de cargas de 20 % anual llegando al 100 % en 5 años;

2.3.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, los criterios utilizados para el presente proceso se encuentran definidos en el Anexo b.3.3 de los informes técnicos de la Resolución N° 126-2020-OS/CD, en la Norma Tarifas y en el RLCE, aplicados también en este procedimiento administrativo;

Que, Osinergmin en el marco de su función reguladora, puede solicitar la información necesaria que coadyuve al cumplimiento de dicha función, en concordancia con el principio de verdad material y las facultades legales sobre el requerimiento de información;

Que, conforme se desprende de los artículos 78, 79, 80 y 87 del Reglamento General de Osinergmin, aprobado con Decreto Supremo N° 054-2001-PCM (“Reglamento de Osinergmin”), 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. En esta misma línea, el artículo 58 del RLCE, establece que Osinergmin solicitará directamente la información que requieran para el cumplimiento de sus funciones;

Que, en base a ello, resulta válido que el Regulador busque remitirse a otras fuentes de información oficial disponibles, a efectos de validar la información presentada. En materia regulatoria no es absoluta y única la aplicación del principio de presunción de veracidad, más aún cuando se encuentra de por medio el interés general de los usuarios eléctricos, lo cual se ampara justamente 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, en tal sentido, en cuanto a los estudios de factibilidad 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 que permita tomar una decisión motivada, en sujeción al texto normativo de contar con el sustento debido. 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, lo que busca es sustentar el reconocimiento de una

obra para que sea pagada por los usuarios, por tanto, esa validación es razonable y necesaria y no se agota bajo la sola posibilidad de aplicar únicamente la “presunción de veracidad”;

Que, ahora bien, los cronogramas de ingreso de cargas considerados en las demandas incorporadas, para la evaluación se ha tenido en consideración la Norma Tarifas, en el numeral 8.1.3.c. de la Norma Tarifas. Para la validación de las nuevas demandas se ha tenido en cuenta la aplicación de factores de ingreso progresivo de las cargas, realizados en función de los criterios establecidos en el ítem B.3.3 del Anexo B “Metodología para la Proyección de la Demanda” del Informe Técnico N° 342-2020-GRT (Anexo B.3.3) y según la NORMA TARIFAS, cabe mencionar que estos criterios han sido aplicados de manera uniforme para todas las Áreas de Demanda;

Que, ya se tienen definidos los criterios de aceptación de una demanda incorporada en el Anexo B.3.3 del Informe Técnico N° 342-2020-GRT. Entre los cuales, se debe cumplir con los siguientes criterios: a) La información que sustenta tales solicitudes y/o cartas de factibilidad de suministro, no deberán tener una antigüedad mayor de 2 años (con fecha de referencia de inicio del proceso tarifario para contabilizar el tiempo), b) Las demandas incorporadas de clientes libres menores a 1 MW, la solicitud y/o carta de suministro debe contar con la rúbrica o firma del solicitante (cliente libre) y del suministrador. Asimismo, se debe indicar el tipo de actividad de la carga, ubicación, año de ingreso de la carga, la potencia y nivel de tensión solicitado. Además, se deberá considerar la correspondencia de esta solicitud en el formato F-100, c) Para cargas mayores a 1 MW, deben adjuntar adicionalmente a lo anterior, el cronograma de ingreso de cargas y planos de ubicación y un compromiso de inversión, d) Las cargas de factibilidades de proyectos de mejoramiento de redes, ampliación de sistemas de electrificación, implementación de nuevas redes eléctricas, no serán consideradas como demandas incorporadas, dado que estas cargas están incluidas en la proyección de la demanda regulada. Las solicitudes de suministros con requerimientos de potencia menores a 200 kW, no serán consideradas como demandas incorporadas, dado que estos se encuentran incorporados en la proyección de la demanda para Usuarios Regulados;

Que, los factores de carga, coincidencia y contribución correspondientes para las nuevas demandas serán definidas de acuerdo con la información presentada en los sustentos respectivos, asimismo éstos deberán tener coherencia según el tipo de actividad de acuerdo a suministros similares existentes;

Que, para proyectar las demandas de dichos clientes, se considera la máxima demanda presentada en el documento debidamente sustentado (multiplicado por los factores correspondientes), y se aplica un factor de ingreso progresivo de la carga basado en los antecedentes de tipo de cargas similares, información de la carga y la experiencia de los procesos regulatorios anteriores llevados a cabo;

Que, con relación a que Osinergmin ha reconocido que la solicitud de factibilidad de suministro es suficiente, se precisa que dicha afirmación es incorrecta. Por ejemplo, en el Análisis de Osinergmin a la Opinión y Sugerencia N° 4 de la PRE-PUBLICACIÓN según el Informe Técnico N° 342-2020-GRT del PI 2021-2025, para el Área de Demanda 2, se

señala expresamente que: “... las solicitudes de factibilidades de suministro no son suficientes por si mismas para sustentar las demandas incorporadas.”;

Que, con relación a que Osinergmin haya reconocido que el cronograma de ingreso de carga debe estar sustentado por el cliente y no por COELVISAC, es preciso indicar que, el cronograma de ingreso de carga debe ser presentado por el cliente. Asimismo, es responsabilidad del concesionario de transmisión, en este caso COELVISAC, analizar la totalidad de nuevas demandas a incorporar a fin de que pueda evaluarse adecuadamente la necesidad de suministro de energía y el tipo de inversión que amerita;

Que, para la validación de las demandas incorporadas se debe cumplir con la totalidad de criterios ya establecidos en el Anexo B.3.3, entre los cuales se considera, además del cronograma de ingreso de cargas, entre otros, la aplicación de factores de ingreso progresivo. Por tanto, es preciso indicar que, en el presente proceso de Modificatoria del PI 2021-2025 se está manteniendo la aplicación de los mismos criterios establecidos en el proceso del PI 2021-2025;

Que, es preciso indicar que, Osinergmin no ha señalado que las solicitudes de factibilidad de suministro presentadas por COELVISAC sean falsas. Al respecto, como se ha desarrollado en el presente análisis, se hace necesaria la aplicación de factores de ingreso progresivo de las cargas para las nuevas demandas, los cuales consideran un ingreso gradual de la carga, además, teniendo en cuenta que de la información de las factibilidades presentadas por COELVISAC, no se cuenta con información acerca del avance de las obras;

Que, al no contarse con más información y/o evidencias sobre el avance actual o real de las nuevas demandas que permita mitigar la incertidumbre del ingreso de la nueva demanda incorporada y genere certeza en el Regulador, se mantiene lo propuesto por Osinergmin, a excepción de los casos en los que se haya presentado evidencia de los avances de ejecución de las obras de las cargas propuestas;

Que, las solicitudes de factibilidad presentadas han sido evaluadas individualmente según los criterios establecidos en el Anexo B.3.3, teniendo en cuenta la aplicación de factores de ingreso progresivo de las cargas;

Que, respecto a los casos mencionados por COELVISAC en el PI 2021-2025 vigente para las Áreas de Demanda 2 y 8, es preciso indicar que, para la validación de las nuevas demandas en dicho proceso se aplicó los criterios establecidos en el Anexo B.3.3 verificándose en los cronogramas de ingreso de cargas presentados, el ingreso gradual de las cargas año a año, esto teniendo en consideración el grado de similitud con las tasas de crecimiento del sistema eléctrico al que se incorporaba, de acuerdo a lo exigido en el artículo 8.1.3.c de la Norma Tarifas;

Que, para la validación de las demandas incorporadas se tiene en consideración la aplicación de factores de ingreso progresivos de la carga basado en los antecedentes de tipo de cargas similares, información de la carga y la experiencia del proceso regulatorio del PI 2021-2025 vigente; según los criterios establecidos en el Anexo B.3.3 y según el artículo 8.1.3.c de la Norma Tarifas;

Que, la aplicación de estos factores de ingreso progresivo de las cargas, para todas las Áreas de Demanda, ha sido necesaria en vista que se ha detectado que en procesos anteriores del plan de inversiones se habían declarado cargas de demandas nuevas e incorporadas de gran magnitud; sin embargo, hasta el día de hoy con la información histórica se corrobora que dichas demandas no han entrado en gran porcentaje como se había declarado, originando que en su momento se realice la planificación con una demanda sobredimensionada;

Que, por consiguiente, Osinergmin mantiene la aplicación del criterio de los factores de ingreso progresivo para las nuevas demandas en la Modificatoria del PI 2021-2025;

Que, es preciso señalar que, no toda la demanda incorporada que se consigna en la proyección de demanda se llega efectivamente a concretar, como ejemplo, para el Área de Demanda 2 en el PI 2021-2025 vigente, la demanda incorporada propuesta por COELVISAC fue de 31 nuevas demandas con un total de máxima demanda de 130 MW; de las cuales, al año 2021 se verifica que han ingresado 12 nuevas demandas con una máxima demanda de 15 MW. Asimismo, COELVISAC en respuesta a la observación 2.8 de su documento de levantamiento de observaciones, señaló que, entre otros, los clientes "Green Perú" y "Trapani II" no lograron concretar sus obras en los plazos previstos en el PI 2021-2025 vigente, por lo que, en el presente proceso de Modificación del PI 2021-2025 adjuntó solicitudes actualizadas con nuevas fechas de ingreso. Por lo señalado, COELVISAC debe tener en cuenta en la evaluación de las demandas incorporadas, la incertidumbre sobre si esas nuevas demandas se lleguen a concretar en los cronogramas previstos y en la magnitud que se presenta;

Que, sobre la remisión de información complementaria presentada por COELVISAC en el Anexo 1-H de su recurso, se presenta un registro fotográfico para las nuevas cargas, mediante el cual se evidencia algún avance sobre la ejecución para la atención de esas demandas incorporadas. Al respecto, corresponde actualizar los porcentajes de ingreso de carga progresivos considerando un factor de 10% para el año de inicio para las cargas "Arena Verde", "Bomarea", "Estrata", "Mosqueta", "Hefei", "Agroinversiones Olmos", "Agro Latam - Fundo Terranova", "Inka's Berries", "Trapani II", "Corporación Agrícola La Hacienda", "Pirona"; que irá incrementándose a partir del siguiente año hasta llegar al 100% en un horizonte de 9 años, en base a la nueva información remitida por COELVISAC para el sustento de las demandas incorporadas;

Que, finalmente, es importante recalcar que las consideraciones de los cronogramas de ingreso de cargas de las demandas incorporadas no representan un valor menor en la proyección de demanda. La demanda de COELVISAC en el devanado de 22,9 kV según la Tabla N° 2 del Informe Técnico [N° 015-2023](#), es de 21 MW para el año 2022, mientras que la proyección de demanda de Osinergmin en la Resolución 203 fue de 26 MVA superior a la demanda reportada por COELVISAC;

Que, en función a los fundamentos expuestos, este petitorio debe ser declarado fundado en parte, dado que, corresponde incrementar el porcentaje de ingreso de carga para las once (11) cargas incorporadas indicadas; sin embargo, no corresponde emplear los porcentajes propuestos por COELVISAC.

2.4 CONSIDERAR DENTRO DEL CÁLCULO DE PROYECCIÓN DE LA “DEMANDA INCORPORADA”, A SOLICITUDES MAYORES A 200 KW

2.4.1 ARGUMENTOS DE LA RECURRENTE

Que, la recurrente solicita considerar dentro del cálculo de proyección de la “Demanda Incorporada”, a solicitudes mayores a 200 kW, independientemente de si se trata de demanda libre o regulada, como sustento menciona que, sus clientes cumplen con toda la documentación que solicita Osinergmin de acuerdo con el plan regular PI 2021-2025;

Que, la demanda incorporada es aquella que cuenta con solicitud de factibilidad de suministro sustentada adecuadamente, sin importar si la tarifa a contratar es una tarifa regulada o libre;

Que, del numeral 8.1.c de la Norma Tarifas, COELVISAC observa que no es correcto dejar de lado a la demanda regulada, bajo el argumento que la demanda regulada no puede ser considerada como “demanda incorporada”, puesto que ello implicaría hacer diferencias donde la Norma Tarifas no las hace;

Que, añade, 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;

Que, las cargas incorporadas que se presentan en este proceso de modificatoria cumplen con todo lo previsto en la figura anterior. También señala que ninguna de sus solicitudes presentadas es menor a 200 kW, por lo que no deberían ser eliminada del análisis, ya que decir que está siendo considerada en la demanda regulada es un error, puesto que, como se demostró en literal a) de esta pretensión, la proyección de demanda regulada no demuestra un equivalente de ingreso de demanda. Por lo que corresponde ingresar toda la demanda mayor a 200 kW como parte de la demanda incorporada;

Que, con lo descrito, agrega, se evidenciaría que el criterio adoptado en la modificatoria del PI 2021-2025 es contradictorio con los criterios del plan regular PI 2021-2025;

Que, añade, en el proceso del PI 2021-2025, no ocurría estas observaciones a la demanda incorporada si es que en su solicitud presentaba tarifa regulada, solo bastaba ser mayor a 200 kW y presentar toda la documentación de sustento. Tal es así que varios clientes fueron aprobados en el PI 2021-2025;

Que, COELVISAC al presentar la demanda sustentada documentadamente y en todos los casos siendo mayor a los 200 kW solicita a Osinergmin adoptar el criterio correcto ya empleado en el plan regular y se consideren estas cargas dentro del estudio de planeamiento de expansión de la transmisión.

2.4.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, con relación a la posibilidad y facultades de Osinergmin para requerir información que permita el cumplimiento de sus funciones, nos remitimos a lo indicado en el análisis contenido en el numeral 2.3.2 de la presente resolución;

Que, con relación a los clientes que no han sido aceptados como demanda incorporada bajo el sustento que el cliente solicita tarifa regulada, 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° 342-2020-GRT (Anexo B.3.3) y según la NORMA TARIFAS. Cabe mencionar que estos requerimientos han sido aplicados de manera uniforme para todas las Áreas de Demanda;

Que, se han seguido los lineamientos establecidos en los criterios de aprobación de las Demandas Incorporadas para el proceso regular del PI 2021-2025 y que también aplican para el presente de proceso de Modificación del PI 2021-2025;

Que, en ese sentido, sobre la carga “Agroinversiones Olmos S.A.C.”, se valida la información alcanzada por COELVISAC, y en base al Anexo B.3.3, estos requerimientos cumplen en su totalidad conforme se analiza en detalle en la hoja “COELVISAC” del archivo F-100 por lo que corresponde considerar esta carga en el proceso de Modificatoria del PI 2021-2025;

Que, para la proyección de demanda regulada, la metodología establecida se encuentra en el ítem B.3 “Proyección de Ventas de Usuarios Regulados” del Anexo B “Metodología para la Proyección de la Demanda” del Informe Técnico N° 342-2020-GRT y según el artículo 8.1.3.a de la Norma Tarifas; de las cuales se ha hecho uso de modelos econométricos y tendenciales a fin de obtener la tasa de crecimiento de la proyección de demanda regulada;

Que, corresponde incluir en la proyección de demanda la carga “Agroinversiones Olmos S.A.C.”. Sin embargo, no se toma en consideración el ingreso de carga indicado por COELVISAC. En su lugar, se tiene en consideración para su validación, la aplicación de factores de ingreso progresivos según los criterios establecidos en el Anexo B.3.3 y según el artículo 8.1.3.c de la Norma Tarifas;

Que, sin perjuicio de lo indicado, si bien el criterio en cuestión no está especificado en el Anexo B.3.3 que es utilizado para la evaluación de las nuevas demandas en el presente proceso del PI 2021-2025; es preciso señalar que dentro de los datos históricos que se utiliza para la proyección de demanda de Usuarios Regulados se encuentran considerados clientes de tipo residenciales, comerciales e industriales. Por lo que, en la proyección de demanda regulada mediante los modelos econométricos y tendenciales, ya se considera estos tipos de clientes para la proyección. En ese sentido, teniendo en cuenta que existen usuarios regulados de tipo comercial e industrial con una máxima demanda anual y/o potencia contratada que se ubican en el rango mayor de 200 kW hasta 2 500 kW, estos usuarios tienen el derecho de elegir el tipo de cliente como usuario regulado o usuario libre. Por lo cual, resultaría válido considerar el

criterio que para aquellas nuevas demandas que se ubiquen dentro del rango 200 kW hasta 2 500 kW y en cuya solicitud de factibilidad de suministro el mismo cliente indique ser cliente regulado y contar con un tipo de tarifa regulada, dicha demanda ya se encontraría dentro de la proyección de la demanda regulada;

Que, en función a los fundamentos expuestos, este petitorio debe ser declarado fundado en parte, dado que, se acepta el considerar la solicitud de factibilidad del Usuario que está en el rango de 200 kW a 2 500 kW como demanda incorporada, pero considerando el criterio de ingreso de carga progresivo;

2.5 INCLUIR LAS CELDAS DE ALIMENTADOR DE 22,9 KV EN LA SET TIERRAS NUEVAS

2.5.1 ARGUMENTOS DE LA RECURRENTE

Que, la recurrente sostiene que, la inclusión de las celdas de alimentador en la SET Tierras Nuevas se encuentra sujeta a la proyección de demanda del formato F-120(SET) y a la distribución de demanda que se realice en el formato F-203, por lo que la cantidad de alimentadores necesarios deben ser modificados en función a la reconsideración de todos los extremos antes señalados en el presente recurso de reconsideración;

2.5.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, como ya se mencionó en el análisis contenido en el numeral 2.1.2 de la presente resolución, los clientes libres cuyas demandas son mayores a 5 MW deberían pasar a ser suministrados en un nivel de tensión más alto con la finalidad de tener alimentadores disponibles para los clientes nuevos;

Que, considerando que, todos los clientes de COELVISAC se suministran en 22,9 kV y de la revisión del formato F-204, se puede verificar la necesidad de un alimentador adicional en la SET Tierras Nuevas, sin embargo, la necesidad de esta celda es para el uso de clientes libres, esto se debe a que, del error material revisado en el ítem 2.6.2 del presente informe, el cliente libre Agrolmos que estaba referenciado a la SET Pampa Pañala, se asigna a la SET Tierras Nuevas y producto de ello, se refleja la necesidad de un alimentador adicional. En ese sentido, la Celda de Alimentador deberá ser asumida por los clientes libres que utilizarán la celda, lo que representa el criterio de este Organismo Regulador para estos casos;

Que, en función al argumento señalado, este petitorio efectuado por COELVISAC debe ser declarado infundado.

2.6 CORREGIR ERRORES MATERIALES PRESENTADOS EN LA PUBLICACIÓN DE LA MODIFICATORIA PI 2021-2025

2.6.1 ARGUMENTOS DE LA RECURRENTE

Que, la recurrente corregir errores materiales presentados en la publicación de la modificatoria PI 2021-2025, como sustento menciona que, de la revisión del F-200 que

sustenta la Resolución 203, se observa que para determinar la cargabilidad de la subestación Íllimo en el F-202 y 203 se descuenta erróneamente la demanda de un cliente libre "Agrícola Alaya" que corresponde a la celda "F-120(SET)E63", tal como se observa en la siguiente imagen;

Que, se observan valores consignados como "#REF!". Además de eso, se debe precisar que se está considerando una transferencia de carga de 35% a partir del año 2021 para la SET Mórrope, subestación que a la fecha no ha sido puesta en servicio, por lo que el planeamiento de Osinergmin no resulta coherente con la realidad en campo. Por ello, se solicita a Osinergmin corregir los errores materiales y considerar a la SET Mórrope con año de ingreso 2023 que es un escenario optimista, ya que a la fecha no hay avances concretos de la obra y de acuerdo con lo indicado por ENSA en los reportes de avance del Plan de Inversiones, ENSA no pondrá en servicio la SET Mórrope este año. Por lo que se considera como una fecha de ingreso optimista el año 2023;

Que, de la revisión del F-200 que sustenta la Resolución 203, se observa que en la pestaña F-120(SET), Osinergmin erróneamente está asignando al cliente AGROLMOS a la SET Pampa Pañala. Cabe señalar que este cliente se encuentra más cerca a la SET Tierras Nuevas, por lo que corresponde reasignar este cliente a la SET Tierras Nuevas. La siguiente imagen evidencia que el cliente Agrolmos estaría siendo asignado a la SET Pampa Pañala;

Que, la ubicación del cliente Agrolmos evidencian que la atención de este debe ser realizada desde la SET Tierras Nuevas, ya que se encuentra a 12,7 km de Tierras Nuevas y a 28,3 km de Pampa Pañala;

Que, por lo tanto, COELVISAC solicita a Osinergmin corregir los errores materiales antes señalados.

2.6.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, de acuerdo con lo establecido en el artículo 212.1 del TUO de la LPAG, los errores materiales en los actos administrativos pueden ser rectificadas en cualquier momento, siempre que no se altere lo sustancial de su contenido ni el sentido de la decisión;

Que, de la revisión, se procedió a corregir la distribución de la demanda en la carga de Íllimo 22,9 kV en los formatos F-202 y F-203. Asimismo, se han corregido la formulación de las celdas que se encontraban con valor de "#REF!". Además, se ha asignado la carga existente del cliente Agrolmos a la SET Tierras Nuevas;

Que, por otro lado, respecto a considerar los traslados de carga a la SET Mórrope a partir del año 2023, se debe señalar que, si bien es cierto que la SET Mórrope no está construida, se encuentra aprobada, y se considera en el planeamiento;

Que, en función a lo expuesto, este petitorio efectuado por ENSA debe ser declarado fundado en parte, fundado lo relacionado a corregir los errores materiales (de formulación), mientras que infundado lo relacionado a considerar los traslados de carga a la SET Mórrope a partir del año 2023.

Que, se ha expedido el Informe Técnico [N° 015-2023-GRT](#) y el Informe Legal [N° 016-2023-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° 01-2023, de fecha 12 de enero de 2023.

SE RESUELVE:

Artículo 1.- Declarar improcedente el extremo 1 del recurso de reconsideración interpuesto Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A.C. contra la Resolución N° 203-2022-OS/CD, por las razones expuestas en el numeral 2.1.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 2.- Declarar infundado los extremos 2 y 5 del recurso de reconsideración interpuesto Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A.C. contra la Resolución N° 203-2022-OS/CD, por las razones expuestas en el numeral 2.2.2 y 2.5.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 3.- Declarar fundado en parte los extremos 3, 4 y 6 del recurso de reconsideración interpuesto Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A.C. contra la Resolución N° 203-2022-OS/CD, por las razones expuestas en el numeral 2.3.2, 2.4.2 y 2.6.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 4.- Disponer que las modificaciones que motive la presente resolución a lo dispuesto en la Resolución N° 191-2020-OS/CD, como consecuencia de lo dispuesto en la presente resolución, serán consolidadas en su oportunidad, junto a las demás modificaciones producto de los procesos administrativos en curso, en resolución complementaria.

Artículo 5.- Incorporar, como parte integrante de la presente resolución, el Informe Técnico [N° 015-2023-GRT](#) y el Informe Legal [N° 016-2023-GRT](#).

Artículo 6.- Disponer la publicación de la presente resolución en el diario oficial El Peruano y consignarla, conjuntamente con el Informe Técnico [N° 015-2023-GRT](#) e Informe Legal [N° 016-2023-GRT](#) en la página web institucional de Osinergmin: <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2023.aspx>.

**Omar Chambergo Rodriguez
Presidente del Consejo Directivo**