

Resolución de Consejo Directivo que resuelve el recurso de reconsideración interpuesto por Orygen Perú S.A.A. contra la Resolución N° 047-2025-OS/CD, mediante la cual se aprobaron los peajes y compensaciones de los SST y SCT del período mayo 2025 – abril 2029

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 80-2025-OS/CD**

Lima, 13 de junio del 2025

CONSIDERANDO:

1.- ANTECEDENTES

Que, con fecha 15 de abril de 2025, se publicó en el diario oficial El Peruano, la Resolución N° 047-2025-OS/CD (“Resolución 047”), mediante la cual se aprobaron los peajes y compensaciones de los SST y SCT aplicables el periodo comprendido del 1 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029;

Que, con fecha 9 de mayo de 2025, la empresa Orygen Perú S.A.A. (“ORYGEN”) interpuso recurso de reconsideración contra las Resolución 047; siendo materia del presente acto administrativo, el análisis y decisión del citado medio impugnativo.

2.- EL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN Y ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, en su recurso de reconsideración, ORYGEN solicita se corrija la asignación de la compensación mensual a la central eólica Mórrope y demás activos.

2.1 Corrección de la asignación de la compensación mensual a la central eólica Mórrope y demás activos

2.1.1 Sustento del Petitorio

Que, la recurrente señala que la metodología aplicada para asignar la responsabilidad de pago entre generadores por el uso del SST GD REP sobrestima injustificadamente el beneficio económico atribuido a ciertas centrales; y sostiene, además, que dicha asignación no responde a condiciones técnicas reales del sistema eléctrico ni refleja un uso efectivo de la infraestructura de transmisión evaluada, siendo dicha distorsión consecuencia de la configuración de la tolerancia de convergencia empleada en el modelo PERSEO;

Que, añade, la central eólica Mórrope fue modelada como generación forzada, por lo que su producción no depende del despacho económico y se mantiene constante independientemente de la presencia o ausencia de la LT 220 kV Piura Oeste – Chiclayo Oeste;

Que, indica, del análisis del archivo “Conges.pro” publicado por Osinergmin, no se registran congestiones en las líneas de transmisión cercanas a dicha central en ninguno de los escenarios hidrológicos evaluados;

Que, adicionalmente señala, la LT 220 kV Piura Oeste – Chiclayo Oeste no interactúa significativamente con la trayectoria de despacho de la central eólica Mórrope, por lo que su existencia no implicaría una mejora real de las condiciones operativas de dicha central;

Que, la recurrente cuantifica que la diferencia de beneficio económico acumulado para la central eólica Mórrope entre el caso “con” y “sin” el elemento asciende a S/ 49 842 durante un horizonte de cuatro años, equivalente a un promedio mensual de S/ 1 038; y sostiene que dicho valor se encuentra dentro del margen de error asociado a una ejecución con tolerancia de convergencia de 0.1%; asimismo, indica que al replicar la simulación con una tolerancia de 0.001 % se observa una redistribución de la asignación hacia otras centrales del SEIN ubicadas en zonas donde sí se presentan congestiones, lo que se traduce en una reducción de la compensación mensual asignada a la referida central de S/ 171 382 a S/ 148 221;

Que, la recurrente considera que la evidencia técnica presentada valida que la compensación asignada a la central eólica Mórrope no se sustenta en beneficios reales, sino en fluctuaciones numéricas del modelo derivadas de la configuración de la tolerancia de convergencia; y en esa línea, argumenta que dicho parámetro no forma parte del modelo matemático en sí, sino que constituye un dato de entrada configurable, cuya precisión debe ajustarse en función de la complejidad del caso; añadiendo que esta posición se encuentra respaldada por el propio manual del modelo PERSEO;

Que, finalmente manifiesta que no está cuestionando la validez del modelo ni los criterios regulatorios aplicados, sino proponiendo un ajuste técnico específico a nivel de configuración del modelo, con el objetivo de garantizar una asignación de compensaciones que refleje de manera más fiel la realidad física y operativa del sistema eléctrico; señalando que dicho planteamiento se enmarca en lo dispuesto en la LCE.

2.1.2 Análisis de Osinergmin

Que, el método vigente para la asignación de responsabilidad de pago entre generadores por el uso del SST, establecido en la norma “Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de Pago de los SST y SCT”, aprobada mediante Resolución N° 164-2016-OS/CD (“Norma de Asignación”), se basa en el criterio de beneficios económicos, el cual no tiene por objeto identificar un uso físico directo de la infraestructura de transmisión ni requiere la existencia de congestiones locales o variaciones en la producción de una central para asignar beneficios; por el contrario, dicho método cuantifica la diferencia de beneficios económicos esperados entre un caso base —con todos los elementos del sistema activos— y un caso sin el elemento en evaluación, partiendo de un principio comparativo y sistémico, en el que la presencia de una infraestructura que permite a una central obtener mayores beneficios esperados en relación con el escenario en que dicha infraestructura está

ausente, constituye un beneficio atribuible, y en función de ello se asigna la responsabilidad de pago, sin que sea necesario un cambio en el despacho individual ni la existencia de congestión local para que dicho beneficio sea atribuible;

Que, el método de beneficios económicos constituye una herramienta comparativa cuyo propósito es estimar beneficios relativos, y no cuantificar ingresos reales ni identificar un uso físico explícito de las instalaciones de transmisión; en ese sentido, el beneficio económico que se asigna corresponde a la diferencia entre los ingresos esperados obtenidos en el escenario con el elemento y aquellos obtenidos en el escenario sin el elemento, ambos calculados sobre la base de un despacho esperado simulado bajo condiciones técnicas estandarizadas; así, incluso una central modelada como generación forzada puede resultar beneficiada si el costo marginal en su barra de conexión varía como consecuencia de cambios sistémicos en los flujos de energía provocados por la existencia de una infraestructura, sin que ello constituya una inconsistencia en la aplicación del modelo;

Que, el hecho de que la central eólica Mórrope haya sido modelada como unidad de generación forzada no invalida la compensación asignada, toda vez que, si bien su producción permanece constante entre los escenarios “con” y “sin” el elemento, el costo marginal en su barra puede verse afectado por variaciones en los flujos sistémicos originadas por el retiro de la LT 220 kV Piura Oeste – Chiclayo Oeste; precisamente, la eliminación de dicho enlace modifica la trayectoria de evacuación de energía en la zona norte, altera los flujos de potencia y genera variaciones en los costos marginales en distintas zonas del SEIN; dichas variaciones, por mínimas que sean, inciden directamente en la valorización de la energía inyectada y, por tanto, en el beneficio económico esperado de las centrales, incluida la central eólica Mórrope, lo cual es adecuadamente captado por el modelo PERSEO y traducido válidamente en una asignación de responsabilidad de pago conforme al método de beneficios;

Que, respecto a la magnitud del beneficio económico identificado, debe señalarse que la validez técnica y normativa de dicho beneficio no depende de su cuantía, sino de su origen metodológico; en ese sentido, si el beneficio resulta de una aplicación rigurosa del método de beneficios previsto en la Norma de Asignación, como ocurre en el presente caso, su magnitud no constituye causal para su desestimación; incluso, se ha verificado que otros agentes han obtenido beneficios económicos esperados inferiores al de la central eólica Mórrope y, no obstante ello, han recibido una asignación de responsabilidad de pago conforme al procedimiento vigente, sin que ello haya sido objeto de observación o cuestionamiento;

Que, por otra parte, ORYGEN no ha presentado evidencia suficiente que permita sustentar que la simulación con una tolerancia de convergencia de 0.001 % resulte más precisa o representativa que la tolerancia considerada para la Resolución 047-2025 (0,1%); en efecto, o sea, no ha presentado los archivos de entrada y salida del modelo Perseo, ni archivos de cálculo que permitan evaluar y/o verificar lo solicitado; además, se ha verificado que la modificación del parámetro de tolerancia se ha aplicado únicamente al caso sin la LT 220 kV Piura Oeste – Chiclayo Oeste, sin extender dicho ajuste al resto de casos vinculados a las demás líneas que conforman el SST GD REP; en consecuencia, la aplicación parcial del modelo, modificando un

parámetro únicamente en uno de los casos, sin mantener un tratamiento uniforme para todo el sistema evaluado (SST GD REP), no constituye un procedimiento técnicamente válido ni se encuentra alineado con los principios de uniformidad y neutralidad regulatoria;

Que, desde el punto de vista técnico, la elección de la tolerancia de convergencia no responde a una norma universal ni existe un valor único “correcto” aplicable a todos los modelos; según se deduce de lo señalado en la literatura especializada, la tolerancia constituye un parámetro de control numérico cuya configuración depende de factores como el tamaño del sistema, el objetivo del análisis y la consistencia global de los resultados; en ese sentido, una reducción en el valor de tolerancia no garantiza por sí misma una representación más fiel del sistema, y corresponde al regulador ejercer juicio técnico respecto de la validez de los resultados obtenidos; por tanto, lo que debe evaluarse no es el valor de tolerancia de forma aislada, sino si los resultados del modelo se encuentran alineados con el comportamiento esperado del sistema eléctrico, conforme al marco regulatorio vigente;

Que, la tolerancia de convergencia de 0.1% ha sido empleada por Osinergmin en múltiples procesos de fijación de peajes y compensaciones, así como en revisiones de la asignación de responsabilidad de pago entre generadores, habiendo sido validada reiteradamente tanto por el regulador como por los agentes del sistema; por consiguiente, constituye un valor reconocido y aceptado por la práctica regulatoria; la modificación de la tolerancia solo se valor en casos en los que los resultados del modelo presentan inconsistencias evidentes, como la asignación de beneficios a una central que, en realidad, resultaba operativamente perjudicada por la existencia de una infraestructura de transmisión;

Que, en el caso de la central eólica Mórrope, no se ha identificado ninguna inconsistencia técnica ni económica que justifique un ajuste en la tolerancia de convergencia, toda vez que, como se ha demostrado, el retiro de la LT 220 kV Piura Oeste – Chiclayo Oeste genera un cambio sistémico en los flujos y costos marginales, lo cual se refleja en los beneficios esperados de la central eólica Mórrope y, por tanto, la asignación resultante se encuentra plenamente alineada con la lógica y los criterios del método de beneficios establecidos por la normativa vigente;

Que, la definición de los parámetros de simulación constituye una atribución técnica del Regulador, en su calidad de responsable del proceso regulatorio y garante de la aplicación uniforme y objetiva del marco normativo; en ese contexto, la propuesta de modificar la tolerancia de convergencia con el propósito de obtener un resultado que un agente específico considere más real o equitativo, sin evidencia técnica suficiente ni condiciones objetivas que lo justifiquen, no resulta compatible con los principios de imparcialidad, transparencia y predictibilidad que rigen la actuación administrativa en materia regulatoria;

Que, por lo expuesto, el petitorio del recurso de reconsideración debe ser declarado infundado;

Que, finalmente, se han expedido el Informe Técnico N° 376-2025-GRT y el Informe Legal N° 377-2025-GRT de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y la Asesoría Legal

de la Gerencia de Regulación de Tarifas, respectivamente, los cuales sustentan la decisión del Consejo Directivo del 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 N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General; y,

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

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergmin en su Sesión N° 14-2025 de fecha 12 de junio de 2025.

SE RESUELVE:

Artículo 1º.- Declarar infundado el recurso de reconsideración interpuesto por Orygen Perú S.A.A., contra la Resolución N° 047-2025-OS/CD, por las razones expuestas en el numeral 2.1.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 2º.- Incorporar el Informe Técnico N° 376-2025-GRT y el Informe Legal N° 377-2025-GRT como parte integrante de la presente resolución.

Artículo 3º.- Disponer la publicación de la presente resolución en el diario oficial El Peruano y en el portal Web: <https://www.gob.pe/osinergmin>, consignarla junto con los Informes a que se refiere el artículo 2 precedente, en el Portal Institucional de Osinergmin: <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2025.aspx>.

«ochamberg»

Omar Chamberg Rodríguez
Presidente del Consejo Directivo