



PERÚ

Presidencia
del Consejo de Ministros

INDECOPI

VERSIÓN PÚBLICA

Expediente 021-2023/CLC-CON

Resolución 071-2024/CLC-INDECOPI

12 de marzo de 2024

VISTAS:

La solicitud de autorización de operación de concentración empresarial presentada por Engie Energía Perú S.A. (en adelante, Engie o la Solicitante) el 21 de diciembre de 2023, ante la Comisión de Defensa de la Libre Competencia (en adelante, la Comisión), en el marco de la Ley 31112, Ley que establece el control previo de operaciones de concentración empresarial (en adelante, la Ley 31112); y, las demás actuaciones procedimentales realizadas en el marco del Expediente 021-2023/CLC-CON.

CONSIDERANDO:

I. ANTECEDENTES

1. El 21 de diciembre de 2023, la Solicitante presentó ante la Comisión una solicitud de autorización de una operación de concentración empresarial (en adelante, la Solicitud de Autorización) consistente en la adquisición del control exclusivo de las empresas GR Paino S.A.C., GR Taruca S.A.C., GR Andino S.A.C., GR Aparic S.A.C. y GR Huambos S.A.C. (en conjunto, denominadas como Grupo Grenergy), controladas por Grenergy Renovables, S.A. (en adelante, la Operación de Concentración).

Para tales efectos, se adjuntó información requerida por el Formulario Ordinario de Notificación aprobado mediante Resolución 021-2021/CLC-INDECOPI (en adelante, el Formulario Ordinario).

2. Mediante Carta 038-2024/DLC-INDECOPI del 10 de enero de 2024, la Dirección Nacional de Investigación y Promoción de la Libre Competencia (en adelante, la Dirección) requirió a la Solicitante que, a fin de completar la Solicitud, precise determinada información relacionada con los numerales 5.2, 7, 8, 12, 13, 14.8 (ii) y 21 del Formulario Ordinario, bajo apercibimiento de tenerla como no presentada. El 24 de enero de 2024, la Solicitante absolvió el mencionado requerimiento de información.
3. Mediante Resolución 015-2024/DLC-INDECOPI del 31 de enero de 2024, la Dirección admitió a trámite la Solicitud de Autorización, luego de comprobar que cumplía con los requisitos establecidos en el artículo 10 del Decreto Supremo 039-2021-PCM, Reglamento de la Ley que establece el control previo de operaciones



PERÚ

Presidencia
del Consejo de Ministros

INDECOPI

de concentración empresarial (en adelante, el Reglamento de la Ley 31112). Conforme a ello, se inició la primera fase del procedimiento de control previo.

4. Mediante Carta 298-2024/DLC-INDECOPI del 23 de febrero de 2024, la Dirección requirió información complementaria a la Solicitante. Dicho requerimiento fue absuelto parcialmente por la Solicitante mediante escrito del 1 de marzo de 2024. Por escrito del 6 de marzo de 2024, la Solicitante presentó la información requerida restante.

II. DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN NOTIFICADA

5. De acuerdo con la Solicitante, la Operación de Concentración consiste en la adquisición del 100% de acciones emitidas por GR Paino S.A.C., GR Taruca S.A.C., GR Andino S.A.C., GR Huambos S.A.C. y GR Aparic S.A.C., empresas controladas por Grenergy Renovables, S.A., supuesto regulado en el artículo 5.1 literal b) de la Ley 31112 y el artículo 10.1 del Reglamento de la Ley 31112.
6. Los términos y condiciones establecidos para la referida transacción fueron estipulados mediante el "Acuerdo de Compra de Acciones" ("*Share Purchase Agreement*") suscrito entre las empresas indicadas en el párrafo anterior y Engie el **[Información confidencial]**¹.
7. Conforme a lo señalado por la Solicitante, el objetivo de la Operación de Concentración consiste en la adquisición de proyectos eólicos que permitirán incrementar el portafolio futuro de energía renovable de la compañía. Por otro lado, Engie indica que entre las sinergias de la adquisición también se encuentra la mayor diversificación geográfica.
8. Como consecuencia de la Operación de Concentración, la Solicitante pasaría a tener **control exclusivo** sobre GR Paino S.A.C., GR Taruca S.A.C., GR Andino S.A.C., GR Huambos S.A.C. y GR Aparic S.A.C.
9. A continuación, se describe a cada uno de los agentes económicos que participan en la Operación de Concentración y su implicancia en el territorio peruano.

2.1 Agentes participantes

(i) Agente Adquirente: Engie

10. Engie es una empresa dedicada a la generación, transmisión e infraestructura eléctrica. Posee ocho (8) centrales de generación distribuidas en cuatro (4) regiones del país. Tiene entre sus clientes a empresas del sector minero, industrial, comercio y distribuidoras de energía eléctrica². Asimismo, forma parte del grupo ENGIE internacional, grupo global dedicado a la energía y servicios bajos en carbono.

¹ **[Información confidencial]**.

² Información disponible en: <https://engie-energia.pe/> (Fecha de consulta: 11 de marzo de 2024)



PERÚ

Presidencia
del Consejo de Ministros

INDECOPI

11. De acuerdo con la Solicitante, sus agentes controladores son International Power S.A., GDF Suez Luxembourg S.A.R.L., International Power (Zebra) Limited, International Power LTD, Elecetrabel S.A. y Engie S.A.

(ii) Compañías Objetivo: Grupo Grenergy

12. Las cinco (5) empresas objetivo (GR Paino S.A.C., GR Taruca S.A.C., GR Andino S.A.C., GR Aparic S.A.C. y GR Huambos S.A.C.) están focalizadas, principalmente, en la generación y comercialización de potencia y energía asociada. Asimismo, poseen instalaciones de transmisión eléctrica (subestaciones, líneas o transformadores, entre otros). En el mercado eléctrico, producen y comercializan la potencia de las centrales de generación y la energía eléctrica asociada a dicha capacidad.
13. Actualmente, solo las empresas GR Paino S.A.C., GR Taruca S.A.C. y GR Andino S.A.C. se encuentran realizando actividades en el Perú. Si bien las empresas GR Aparic S.A.C. y GR Huambos S.A.C. se encuentran formalmente constituidas, sus actividades en el mercado todavía no han iniciado.
14. Cabe precisar que en la actualidad los agentes controladores de las empresas denominadas como Grupo Grenergy son Grenergy Renovables, S.A., Grenergy Perú S.A.C., Daruan Group Holding S.L. y el señor David Ruiz de Andrés.
15. Conforme a lo señalado, la estructura empresarial posterior a la Operación de Concentración puede resumirse gráficamente de la siguiente manera:

Gráfico 1
Estructura posterior a la operación de concentración
[Información confidencial]

Elaboración: Comisión de Defensa de la Libre Competencia.
Fuente: Las Solicitantes

III. CUESTIÓN EN DISCUSIÓN

16. Conforme a lo dispuesto en el numeral 21.4 del artículo 21 de la Ley 31112, el presente pronunciamiento tiene por objeto analizar: (i) si la operación notificada se encuentra comprendida dentro del ámbito de aplicación de la Ley 31112; y, (ii) si esta puede generar serias preocupaciones en cuanto a ocasionar efectos restrictivos a la competencia en los mercados en los que participan los agentes económicos involucrados en la operación de concentración empresarial³.

IV. ANÁLISIS RESPECTO A LA APLICACIÓN DE LA LEY 31112

17. El artículo 2 de la Ley 31112 establece que estarán sujetos a un procedimiento de

³ Ley 31112, Ley que establece el control previo de operaciones de concentración empresarial
Artículo 21.- Procedimiento aplicable al trámite de la solicitud de autorización de la operación de concentración empresarial
(...) 21.4 En un plazo de treinta (30) días hábiles contados a partir de la admisión a trámite de la solicitud, la Comisión determina si la operación de concentración empresarial se encuentra comprendida dentro del ámbito de aplicación de la norma y si genera serias preocupaciones en cuanto a ocasionar efectos restrictivos significativos de la competencia en el mercado.



PERÚ

Presidencia
del Consejo de Ministros

INDECOPI

autorización previa, los actos que (i) califiquen como operaciones de concentración que produzcan efectos en todo o en parte del territorio nacional y (ii) superen los umbrales previstos en la referida ley⁴.

18. De acuerdo con el artículo 5.1 de la Ley 31112, califica como una «concentración empresarial» todo acto u operación llevado a cabo por dos agentes económicos independientes –esto es, que no formen parte del mismo grupo económico– que implique la transferencia o cambio de control de una empresa o parte de ella⁵.
19. De acuerdo con lo señalado en el artículo 3 de la Ley 31112, el término control debe ser entendido como la posibilidad de ejercer una influencia decisiva y continua sobre un agente económico. Esta influencia puede ejercerse a través de (i) derechos de propiedad o de uso de la totalidad o de una parte de los activos de una empresa o (ii) derechos o contratos que permitan influir de manera decisiva y continua sobre la composición, las deliberaciones o las decisiones de los órganos de una empresa, determinando directa o indirectamente la estrategia competitiva⁶.
20. Por otro lado, el artículo 6 de la Ley 31112 establece que deberá solicitarse una autorización previa de concentración empresarial en cualquier mercado para aquellos actos de concentración que cumplan de manera concurrente con los siguientes umbrales⁷:
- a. La suma total del valor de las ventas o ingresos brutos anuales o valor de activos en el país de las empresas involucradas en la operación de concentración empresarial haya alcanzado durante el ejercicio fiscal anterior

⁴ **Ley 31112. Ley que establece el control previo de operaciones de concentración empresarial**
Artículo 2. Ámbito de aplicación

Se encuentran comprendidos dentro del ámbito de aplicación de la presente ley:

1. Los actos de concentración empresarial, conforme a los umbrales previstos en la presente ley, que produzcan efectos en todo o en parte del territorio nacional, incluyendo actos de concentración que se realicen en el extranjero y vinculen directa o indirectamente a agentes económicos que desarrollan actividades económicas en el país.
2. Los agentes económicos que oferten o demanden bienes o servicios en el mercado y realicen actos de concentración que produzcan o puedan producir efectos anticompetitivos en todo o en parte del territorio nacional.

⁵ **Ley 31112, Ley que establece el control previo de operaciones de concentración empresarial**
Artículo 5. Operaciones de concentración empresarial

5.1 Es todo acto u operación que implique una transferencia o cambio en el control de una empresa o parte de ella. Dichas concentraciones pueden producirse a consecuencia de las siguientes operaciones:

- (...) b. La adquisición por parte de uno o más agentes económicos, directa o indirectamente, de derechos que le permitan, en forma individual o conjunta, ejercer el control sobre la totalidad o parte de uno o varios agentes económicos.

⁶ **Ley 31112. Ley que establece el control previo de operaciones de concentración empresarial**
Artículo 3. Definiciones

Para efectos de la aplicación de la presente ley, se tienen en cuenta las siguientes definiciones:

(...)

2. Control: Es la posibilidad de ejercer una influencia decisiva y continua sobre un agente económico mediante (i) derechos de propiedad o de uso de la totalidad o de una parte de los activos de una empresa, o (ii) derechos o contratos que permitan influir de manera decisiva y continua sobre la composición, las deliberaciones o las decisiones de los órganos de una empresa, determinando directa o indirectamente la estrategia competitiva.

(...)

⁷ **Ley 31112. Ley que establece el control previo de operaciones de concentración empresarial**
Artículo 6. Umbral para el control previo de operaciones de concentración empresarial

(...)

6.2 Si antes de su ejecución la operación de concentración empresarial se encuentra comprendida dentro del umbral previsto, los agentes económicos presentan una solicitud de autorización ante la Comisión, entendiéndose por esta a la Comisión de Defensa de la Libre Competencia del Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (INDECOPI). Esta solicitud se tramita bajo el procedimiento de control previo establecido en la presente ley.



PERÚ

Presidencia
del Consejo de Ministros

INDECOPÍ

a aquel en que se notifique la operación, un valor igual o superior a ciento dieciocho mil (118 000) unidades impositivas tributarias (UIT).

- b. El valor de las ventas o ingresos brutos anuales o valor de activos en el país de al menos dos de las empresas involucradas en la operación de concentración empresarial hayan alcanzado, durante el ejercicio fiscal anterior a aquel en que se notifique la operación, un valor igual o superior a dieciocho mil (18 000) unidades impositivas tributarias (UIT) cada una.

21. En el presente caso, esta Comisión advierte que la operación notificada constituye un acto de concentración empresarial dado que la Solicitante adquiriría el control exclusivo de GR Paino S.A.C., GR Taruca S.A.C., GR Andino S.A.C., GR Aparic S.A.C. y GR Huambos S.A.C.
22. Asimismo, de la información que obra en el expediente, se puede observar que se trata de una solicitud de carácter obligatorio dado que la operación notificada supera los umbrales establecidos en el artículo 6 de la Ley 31112.
23. En consecuencia, la operación notificada se encuentra dentro del ámbito de aplicación de la Ley 31112 y corresponde continuar con el análisis de la solicitud.

V. ANÁLISIS DE LAS CONDICIONES DE COMPETENCIA

24. El control de concentraciones o de estructuras opera de modo previo a que se ejecuten los actos de concentración de los agentes económicos involucrados; por tanto, funciona como una evaluación ex ante de determinadas operaciones, analizando las consecuencias que generarían en el mercado.
25. De acuerdo con el artículo 21 de la Ley 31112, una vez admitida una solicitud de autorización e iniciada la primera fase del procedimiento de control previo, la Comisión deberá analizar la operación de concentración empresarial con la finalidad de identificar si existen serias preocupaciones en cuanto a ocasionar efectos restrictivos a la competencia en los mercados en los que participan los agentes económicos involucrados en la operación.
26. Como consecuencia de dicho análisis, al finalizar la primera fase, la Comisión podrá autorizar la operación de concentración empresarial si considera que esta no generaría serias preocupaciones en cuanto a ocasionar efectos restrictivos a la competencia. Sin embargo, en caso la Comisión comprobara que la operación de concentración empresarial cuya autorización se solicita, plantea serias preocupaciones en cuanto a generar efectos restrictivos de la competencia en el mercado, lo declara mediante resolución comunicando a los interesados cuáles son los riesgos que la autoridad ha identificado, así como el fin de la primera fase e inicio de la segunda fase de evaluación del procedimiento de control previo.

5.1. Análisis de los efectos de la operación notificada

5.1.1 Actividades de los agentes económicos involucrados en la Operación

27. De acuerdo con la información presentada por la Solicitante, las empresas involucradas en la Operación de Concentración que realizan actividades en

5/19



PERÚ

Presidencia
del Consejo de Ministros

INDECOPI

territorio nacional son las siguientes:

- (i) Por parte del grupo económico adquirente, las empresas Engie y Engie Perú S.A.
- (ii) Por parte de las empresas objetivo: GR Paino S.A.C., GR Taruca S.A.C. y GR Andino S.A.C. desarrollan actividades actualmente en el Perú, mientras que GR Huambos S.A.C. y GR Aparic S.A.C. aún no han iniciado operaciones. En adelante, se hará referencia a este conjunto de empresas como Grenergy.

28. Las actividades económicas que realizan en el Perú dichos agentes económicos son las siguientes:

- Engie⁸: participa en la generación y comercialización de energía eléctrica, transmisión eléctrica y servicios de mantenimiento a redes de transmisión.
- Engie Perú S.A.: Servicios de asesoría y consultoría a su vinculada.
- GR Taruca S.A.C. y GR Paino S.A.C. participan en la generación y comercialización de energía eléctrica a través de las centrales eólicas **[Información confidencial]**, respectivamente.
- GR Andino S.A.C. opera un transformador de potencia que sirve a las centrales eólicas **[Información confidencial]**, actividad por la cual no recibe ingresos.
- GR Huambos S.A.C. y GR Aparic S.A.C., una vez que inicien operaciones, participarían en la generación y comercialización de energía eléctrica a través de **[Información confidencial]**.

29. Considerando las actividades que realizan los agentes económicos involucrados en la Operación de Concentración bajo evaluación, resulta relevante analizar el traslape horizontal que se generaría a partir de la actividad económica de generación y comercialización de energía eléctrica y el traslape vertical entre las actividades de transmisión y generación y comercialización de energía eléctrica.

5.1.2 Definición de los mercados involucrados

30. Para evaluar los potenciales riesgos a la competencia de la Operación de Concentración, es necesario identificar el mercado involucrado considerando las actividades detalladas en la sección anterior de la presente resolución.
31. De acuerdo con pronunciamientos anteriores de esta Comisión⁹, las empresas que realizan las actividades de generación y comercialización de energía eléctrica, como son Engie, GR Taruca S.A.C. y GR Parino S.A.C. pueden participar en los siguientes mercados:

⁸ **[Información confidencial]**.

⁹ Al respecto, ver la Resolución 084-2023/CLC-INDECOPI del 18 de setiembre del 2023 y la Resolución 011-2024/CLC-INDECOPI del 23 de enero de 2024.



- **Mercado spot:** Venta de energía entre empresas generadoras, que tiene alcance nacional.

En el mercado spot interactúan las empresas generadoras que tuvieran superávit (ofertantes) y déficit (demandantes) de producción respecto de sus obligaciones contractuales. Asimismo, también pueden participar como compradores las distribuidoras eléctricas para atender la demanda de sus usuarios libres hasta por el 10% de la demanda, y los Grandes Usuarios hasta el 10% de su máxima demanda¹⁰. Considerando lo anterior, la mayor demanda de energía en este mercado estaría explicada por las empresas generadoras que necesitan cumplir sus obligaciones contractuales¹¹.

La demanda de las empresas generadoras deficitarias es inelástica debido a que no tienen otra fuente de suministro distinta a la energía ofrecida por las empresas superavitarias en el mercado spot¹². En dicho mercado se refleja en tiempo real el precio de la producción de electricidad de acuerdo con las variaciones de la demanda y la oferta disponible de generación. Su alcance geográfico es nacional en la medida que las transacciones de energía se realizan en distintos puntos del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional - SEIN.

- **Mercado de contratos para usuarios regulados:** Venta de energía de empresas generadoras a empresas distribuidoras a través de licitaciones o negociaciones bilaterales, que tiene alcance nacional.

En el mercado de contratos para usuarios regulados interactúan las empresas generadoras (ofertantes) y distribuidoras (demandantes). Las distribuidoras tienen la obligación de firmar contratos para la provisión de la demanda de sus usuarios regulados a través de licitaciones o negociaciones bilaterales¹³. En tal sentido, esta demanda es inelástica a fuentes de suministro distintas a las pactadas en sus contratos y el alcance geográfico del mercado es nacional en la medida que las distribuidoras pueden adquirir energía de generadores ubicados a nivel nacional.

- **Mercado de usuarios libres:** Venta de energía de generadoras y distribuidoras a usuarios libres mediante negociaciones bilaterales, que puede tener alcance nacional o, en determinados casos, puede acotarse a áreas geográficas menores.

¹⁰ La Ley 28832 establece que los Grandes Usuarios son aquellos usuarios libres con una potencia contratada igual o superior a 10MW, o agrupaciones de usuarios libres cuya potencia contratada total sume por lo menos 10 MW.

¹¹ Al 2023 se inyectó al mercado *spot* un total de 57 523 GWh. En ese mismo periodo el consumo de energía de los clientes libres fue de 24 605.28 GWh. De esta energía, las distribuidoras eléctricas y los Grandes Usuarios hubieran podido comprar en el mercado *spot* hasta el 10%, lo que equivale a 2 461 GWh y que representaría solo el 4.28% del total de energía transada en el mercado *spot*.

¹² Adicionalmente se debe considerar que la energía eléctrica no se puede almacenar a costos razonables.

¹³ **Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley 258444.**

Artículo 34.- Los Distribuidores están obligados a:

(...)

b) Garantizar la demanda para sus usuarios regulados por los siguientes veinticuatro (24) meses como mínimo.



En el mercado de usuarios libres interactúan generadores y distribuidores (oferentes) y usuarios libres (demandantes). Estos agentes firman contratos bilaterales que reflejan las tarifas y otros aspectos del servicio, negociados entre las partes.

El alcance del mercado es nacional en la medida que los generadores y distribuidores compiten en dicho ámbito; sin embargo, el mercado de usuarios libres podría tener un ámbito geográfico más local, como el área de concesión de las empresas de distribución; sin embargo, en el presente caso, la Comisión no considera necesario evaluar definiciones más acotadas para este mercado¹⁴.

- **Mercado de transmisión:** Transmisión de energía eléctrica, puede estar acotado al área correspondiente a un sistema eléctrico.

Las empresas de transmisión realizan transacciones con los demandantes del propio servicio de transmisión. Las transmisoras (oferentes) interactúan con las empresas de generación eléctrica, de distribución eléctrica y usuarios libres (demandantes), quienes buscan inyectar o retirar energía eléctrica hacia o desde las redes de transmisión. En general, se considera que las redes de transmisión tienen características de monopolio natural resultando más eficiente que exista una sola línea de transmisión en una determinada área de concesión¹⁵.

Al respecto, es pertinente considerar las líneas de transmisión que resultan alternativas para el transporte de energía que requieren los clientes, es decir los generadores, distribuidores o usuarios libres. Así, se pueden considerar un conjunto de líneas de transmisión como alternativas para los usuarios en la medida que permiten el transporte desde las barras donde se inyectan energía hasta las barras de retiro donde la energía se distribuye o consume por usuarios finales. Dicho conjunto de líneas puede incluir a todas las líneas de transmisión de un sistema eléctrico.

Por su parte, en relación con el ámbito geográfico se puede considerar que aquellas redes de transmisión que se encuentran dentro de un mismo sistema, región o área, forman parte de un mismo mercado¹⁶.

5.1.3 Posibles riesgos a la competencia: Efectos horizontales

32. La Operación de Concentración podría permitir a Engie alinear la política comercial de las empresas de Grupo Grenergy, sobre las que obtendría el control

¹⁴ En anteriores pronunciamientos, esta Comisión ha considerado adecuado definir el mercado de usuarios libres en el área de concesión de un distribuidor y el mercado de usuarios regulados que cambiaron de condición a usuario libre en el área de concesión de un distribuidor; sin embargo, en el presente caso no se observan posibles riesgos en definiciones más acotadas de este mercado.

¹⁵ TAMAYO, Jesús; Julio SALVADOR; Arturo VÁSQUEZ y Ricardo DE LA CRUZ (2016). La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país. p. 38.

¹⁶ A nivel comparado, si las empresas de transmisión operan redes en diferentes regiones o países, sin algún grado de superposición, entonces cada red se puede considerar como un mercado separado. Para mayor detalle, véase las decisiones de la Comisión Europea COMP/M.4922 – EMCC (2004), COMP/M.5154 – CASC JV (2004), COMP/M.5707 – TENNET/ EON (2004) y COMP/M.3696 EON/MOL (2004).



exclusivo luego de la Operación de Concentración, con las políticas comerciales de sus empresas. En ese sentido, se analizarán los posibles riesgos horizontales a la competencia en los mercados en los que participan estas empresas.

Mercado spot

33. Considerando la información disponible, Grenergy solo participa, actualmente, en el mercado spot. Durante el 2023 se entregaron 57 523 GWh de energía, de los cuales Engie entregó el 14,99% (8 622,8 GWh), mientras que Grenergy solo entregó el 0,26% (149,5 GWh)¹⁷. Así, en este mercado la Operación de Concentración solo significaría un incremento en el índice de concentración HHI de 7,79.
34. Por su parte, para el 2023 el mercado spot tenía una capacidad total de 13 106,6 MW de potencia, de los cuales Engie representaba el 19,62% (2 571,2 MW) mientras que Grenergy solo representó el 0,28% (36,7 MW)¹⁸. Así, la Operación de Concentración solo significaría un incremento en el índice de concentración HHI de 11,0.
35. A pesar del incremento reducido en el índice de concentración derivado de la Operación, se debe tener en cuenta que Engie posee un portafolio diversificado de centrales de generación con diferentes tecnologías, tales como eólicas (11,5%), solares (1,6%), hidráulicas (7,6%), térmicas de gas natural (35,7%) y térmicas de diésel (43,6%)^{19 20}, e integraría, a este portafolio, nueva generación eólica (Cuadro 1).

Cuadro 1. Potencia Efectiva por tipo de tecnología, 2023

Grupo	Tecnología	Potencia Efectiva (MW)	Porcentaje
Engie	Eólico	296,4	11,5%
	Hidráulico	195,5	7,6%
	Solar	40,5	1,6%
	Gas Natural	917,4	35,7%
	Diesel	1 121,4	43,6%
Grenergy	Eólico	36,7	100%

Fuente: COES

Elaboración: Comisión de Defensa de la Libre Competencia

¹⁷ Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional [COES] (2024). Valorización de transferencias de energía activa. Estadística Anual 2023. Disponible en https://www.coes.org.pe/Portal/browser/download?url=Publicaciones/Estadisticas%20Anuales/2023/Excel/Cap%C3%ADtulo%2008_VALORIZACI%C3%93N%20ANUAL%20DE%20TRANSFERENCIAS%20EN%20EL%20SEIN.xlsx (Última consulta: 11 de marzo 2024).

¹⁸ COES (2024). Estado de la Infraestructura del SEIN. Estadística Anual 2023. Disponible en https://www.coes.org.pe/Portal/browser/download?url=Publicaciones/Estadisticas%20Anuales/2023/Excel/Cap%C3%ADtulo%2002_ESTADO%20DE%20LA%20INFRAESTRUCTURA%20DEL%20SEIN.xlsx (Última consulta: 11 de marzo 2024).

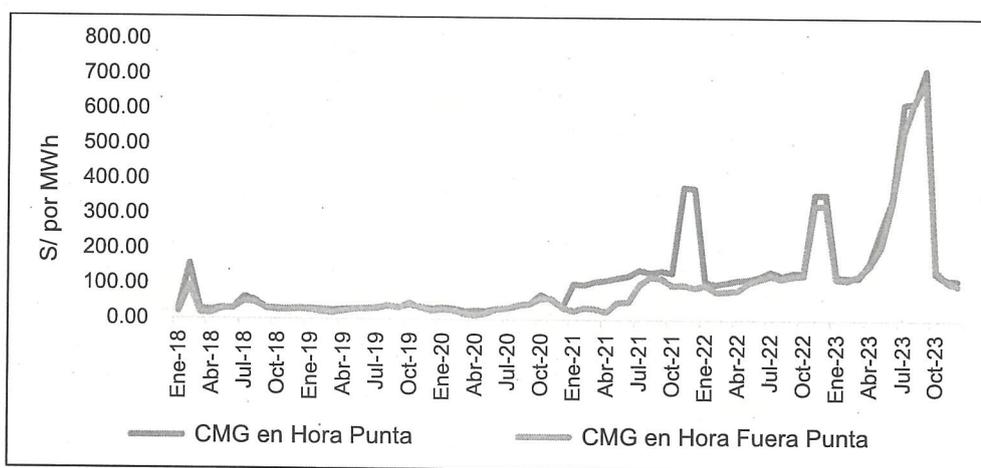
¹⁹ COES (2024b). Op. Cit.

²⁰ Engie también poseía una central de generación con carbón, con una potencia efectiva de 139,8 MW; sin embargo, dejó de operar en diciembre de 2022.



36. Al respecto, es importante recordar que en el mercado spot las centrales de generación son ordenadas de manera ascendente según sus costos variables de operación, siendo el precio de la energía igual al costo variable de la última central de generación, central denominada marginal. Asimismo, de la información disponible se puede observar que el costo marginal de la energía, o el precio del mercado spot, se ha incrementado considerablemente en 2021, 2022 y 2023, pasando de 70,75 a 144,22 y 272,94 S/ por MWh en hora fuera de punta y de 164,94 a 160,75 y 288,93 S/ por MWh en hora de punta, respectivamente (Gráfico 1)²¹.

Gráfico 1. Costo Marginal del SEIN en hora punta y fuera de punta, 2018-2023.



Fuente: COES

Elaboración: Comisión de Defensa de la Libre Competencia

37. Así, si un agente económico cuenta con centrales marginales, como las de diésel que posee Engie, tendrá la posibilidad de realizar estrategias de retención que puedan tener como efecto el incremento de los precios, obteniendo ingresos de la producción o inyección de energía de sus centrales que se encuentran operando, especialmente aquellas que operan con menores costos.
38. Al respecto, de acuerdo con la información presentada por la Solicitante, las dos centrales de diésel de Engie, la Central Térmica Reserva Fría Planta Ilo y la Central Térmica Nodo Energético del Sur, **[Información confidencial]**, respectivamente.
39. Así, considerando el portafolio de tecnologías de generación de Engie y el comportamiento del precio del mercado spot en el año 2022 y 2023, resultaría necesario realizar una evaluación adicional sobre los posibles efectos que la Operación de Concentración puede tener sobre el mercado. Al respecto, conviene evaluar si la Operación de Concentración podría generar incentivos a los agentes concentrados a realizar estrategias de retención de capacidad. En dicho

²¹ COES (2024c). Principales Indicadores de Operación del SEIN. Estadística Anual 2023. Disponible en https://www.coes.org.pe/Portal/browser/download?url=Publicaciones/Estadisticas%20Anuales/2023/Excel/Cap%C3%ADtulo%2001_PRINCIPALES%20INDICADORES%20DE%20OPERACI%C3%93N%20DEL%20SEIN.xlsx (Última consulta: 11 de marzo 2024).



escenario, el agente concentrado busca retener capacidad de generación, por ejemplo, declarándose indisponible, con el objetivo de incrementar los precios en el mercado spot²².

40. Sobre el particular, se debe considerar que la estrategia de retención de la capacidad se puede encontrar limitada por el nivel de contratación del agente económico. Conviene recordar que los agentes económicos pueden realizar contratos para el suministro de usuarios libres y regulados. Luego, por un lado, la empresa que retiene capacidad a través de la declaración de indisponibilidad de algunas centrales podría obtener mayores ingresos de la producción de energía de las centrales operativas por el incremento de precios *spot*; sin embargo, por otro lado, puede enfrentar mayores costos debido a que la indisponibilidad podría generar la necesidad de comprar energía para abastecer su demanda contratada.
41. Así, una empresa que produzca (o inyecte) más energía de la que requiera para cumplir con sus obligaciones contractuales, podría tener incentivos a retener capacidad en la medida que el exceso de energía lo puede vender al precio *spot*. Sin embargo, si una empresa produce menos energía que la requerida para cumplir sus obligaciones contractuales tiene pocos incentivos a retener capacidad en la medida que debe comprar energía al precio *spot*.
42. Al respecto, durante el año 2023, la empresa concentrada solo retiró 8 430,5 GWh para honrar sus contratos de energía, pero produjeron o despacharon 8 772,3 GWh en el mercado *spot*²³, de manera tal que no tuvieron la necesidad de comprar energía al precio *spot* sino, más bien, vendieron su excedente a dicho precio. En ese sentido, el nivel de contratación de la empresa concentrada no limitaría los incentivos para realizar estrategias de retención de capacidad.

Cuadro 2. Producción (entrega) y retiros de energía, 2023

Grupo	Empresa	Entrega de Energía (GWh)	Retiro de Energía (GWh)
Engie	Engie Energía Perú S.A.	8 622,78	8 430,51
Grenergy	GR Paino S.A.C	67,73	0,00
	GR Taruca S.A.C	81,78	0,00
Total		8 772,30	8 430,51

Fuente: COES

Elaboración: Comisión de Defensa de la Libre Competencia

43. Las estrategias de retención de capacidad suelen tener mayores efectos en los periodos donde el sistema requiere de mayor capacidad de generación, es decir en las horas punta del sistema donde la capacidad disponible (y así la energía) es más escasa. Luego, en las horas punta del sistema las estrategias de retención de capacidad podrían generar un incremento importante en el precio considerando mayor escasez relativa de capacidad en dichos periodos.

²² Las concentraciones entre generadoras con diferentes tecnologías pueden tener incentivos para retirar capacidad del mercado de una de sus centrales para que otra generadora de mayor costo ocupe su lugar, a fin de elevar el costo marginal del mercado. Al respecto véase la Resolución 027-2018/CLC-INDECOPI del 25 de abril de 2018.

²³ COES (2024a). Op. Cit.



44. Al respecto, en los periodos donde el sistema eléctrico requiere de mayor capacidad de generación, es decir en las horas punta del sistema²⁴, el índice de concentración HHI del año 2023, calculado mediante las entregas de energía eléctrica al mercado spot cada 30 minutos, aumentaría en 6,7 (en promedio), pasando de 1 490,2 a 1 496,9 mientras que el HHI registra un incremento mayor en periodos fuera de punta, aumentando en 8,5 (en promedio), pasando de 1 497,0 a 1 505,5. Así, la Operación de Concentración tendría mayores efectos en el HHI en aquellos periodos donde hay mayor capacidad disponible (horas fuera de punta) y la empresa concentrada enfrentaría mayor competencia potencial.
45. Respecto del nivel de concentración del mercado en las horas de punta y fuera de punta del sistema, antes de la Operación de Concentración el HHI indica que en el 51% de los bloques horarios en hora de punta, el mercado es poco concentrado²⁵, mientras que en el 50% de los bloques horarios en hora fuera de punta, el mercado es poco concentrado. Por su parte, luego de la Operación de Concentración el HHI indica que, en el 49% de los bloques horarios en hora de punta, el mercado es poco concentrado, mientras que en el 47% de los bloques horarios en hora fuera de punta, el mercado es poco concentrado
46. Adicionalmente, es más probable que las estrategias de retención de capacidad tengan mayores efectos si la capacidad de generación de la empresa es necesaria para el funcionamiento del mercado. Si la capacidad de generación de una empresa es importante para atender la demanda del mercado, es decir, es pivotal, luego dicha empresa no puede ser reemplazada por otras empresas para el adecuado funcionamiento del mercado. Ello le otorga un mayor poder de mercado.
47. Al respecto, el Índice de Oferta Residual (RSI, por sus siglas en inglés) permite evaluar si una empresa está cerca o no de ser pivotal, es decir, si su capacidad de producción disponible resulta necesaria para abastecer la demanda por lo que, en caso de que sus plantas no se encontraran disponibles, la demanda no podría abastecerse²⁶. En el Perú, el Osinergmin, mediante Resolución 209-2017-OS/CD²⁷ ha considerado que el Índice de Oferta Residual se calcule mediante la siguiente formula:

²⁴ La hora punta corresponde al periodo comprendido entre las 17:00 y las 23:00. Al respecto revisar Resolución Ministerial 153-2021-MEM/DM. Disponible en <https://busquedas.elperuano.pe/dispositivo/NL/1956880-1> (Última consulta: 11 de marzo 2024).

²⁵ Es decir, tiene un valor menor a 1 500.

²⁶ El Índice de Oferta Residual del agente *i* se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$RSI = \frac{CS - CO_i}{D}$$

Donde:

CS es la capacidad de producción del sistema

CO_{*i*} es la capacidad de producción del agente *i*

D es la demanda del sistema

SHEFFRIN, A., (2002). Predicting Market Power Using the Residual Supply Index. Presented to FERC Market Monitoring Workshop December 3-4, 2002.

²⁷ Este indicador fue aprobado en la Resolución 209-2017-OS/CD, Procedimiento de Monitoreo del Mercado Mayorista de Electricidad, modificada por la Resolución 176-2021-OS/CD.



$$RSI_{it} = \left(1 + \frac{RS_t - PE_{it}}{MD} \right) * 100\%$$

Donde:

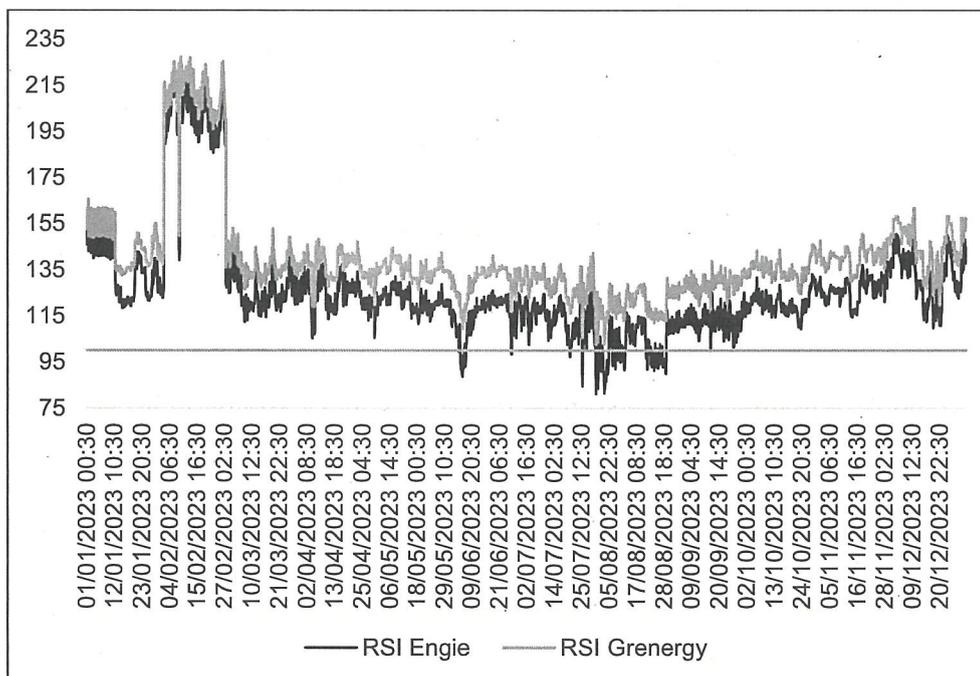
RS_t es la reserva fría del SEIN cada 30 minutos²⁸

PE_{it} es la suma de la potencia activa de las unidades de generación del generador i cada 30 minutos

MD es la máxima demanda del SEIN de cada mes

48. En el Gráfico 2 se presenta el cálculo del RSI de Engie y de Grenergy antes y después de la Operación de Concentración. Al respecto, el RSI de Engie en el año 2023 señala que las unidades de generación que operan en el SEIN, sin contar a las de Engie, junto con la reserva fría disponible, podrían cubrir entre el 81,3% y el 222,9% de la máxima demanda en dicho año. Por su parte, el RSI de Grenergy indica que las unidades de generación que operan en el SEIN, sin contar las de Grenergy, junto con la reserva fría disponible podrían cubrir entre el 102,7% y el 227,3% de la máxima demanda en dicho año. Luego de la Operación de Concentración, el RSI de la empresa concentrada fluctuaría entre 80,8% y 222,5%.

Gráfico 2. Índice de Oferta Residual de Engie y Grenergy, 2023.



* La línea roja mide un RSI de 100.

Fuente: COES

Elaboración: Comisión de Defensa de la Libre Competencia

²⁸ De acuerdo con la Resolución 176-2021-OS/CD, Osinergmin introdujo una variable alternativa que permitiera representar la oferta total del sistema, siendo esta la Reserva Fría o reserva no sincronizada, ya que de acuerdo con el Glosario de Abreviaturas y Definiciones utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES, está definido como el conjunto de las capacidades disponibles de las unidades no sincronizadas y listas para ingresar en servicio a solicitud del coordinador.



49. Asimismo, se observa que el RSI de Engie es inferior al 100 solo en el 4,8% de las horas totales del año 2023, mientras que el RSI de la empresa concentrada sería inferior al 100 en el 5,0% de los bloques horarios. Este porcentaje no supera el umbral del 5,0% que se considera para el análisis del RSI²⁹.
50. Ahora bien, si se considera la cantidad de energía del año 2023 que podría ser afectada por una estrategia de retención de capacidad, se observa que cuando el RSI de Engie se encuentra por debajo de 100, la energía que inyecta es de 616 GWh (1,07% del total de energía en el mercado spot) mientras que la energía que inyectaría la empresa concentrada, cuando su RSI se encuentre por debajo de 100, sería de 648 GWh (1,13%). Así, la operación de concentración solo permitiría afectar a 32 GWh adicionales (0,06%).
51. Por otro lado, si un agente económico cuenta con centrales de generación que pueden determinar el precio del mercado, puede tener incentivos a realizar estrategias de retención de capacidad. Conviene recordar que en el mercado *spot* las centrales de generación son ordenadas de manera ascendente según sus costos variables de operación, siendo el precio de la energía igual al costo variable de la última central de generación, central denominada marginal. Así, si un agente económico cuenta con centrales marginales, tendrá la posibilidad de realizar estrategias de retención que puedan tener como efecto el incremento de los precios, obteniendo ingresos de la producción o inyección de energía de sus centrales que se encuentran operando.
52. Al respecto, de acuerdo con la información de la Solicitante, si se considera el número de bloques horarios de 30 minutos de operación en el mercado spot en el año 2023, las centrales térmicas de Engie solo fueron marginales **[Información confidencial]** de los bloques horarios del año 2023 y en **[Información confidencial]** donde Engie fue pivotal; mientras que Grenergy **[Información confidencial]**.
53. Por otro lado, en el mediano plazo, un factor que podría limitar la realización de estrategias de retención de capacidad por parte de la empresa concentrada es el ingreso de mayor capacidad de generación por parte de empresas competidoras, debido a que enfrentará mayor competencia.
54. Al respecto, entre el 2023 y 2030, el COES proyectó que la capacidad de generación eléctrica aumentaría en 2 100,3 MW³⁰ la cual será ofrecida por empresas competidoras³¹, como se observa en el cuadro siguiente. Toda esta generación corresponde a tecnologías que tienen prioridad en el despacho tales como las hidroeléctricas, las solares, las eólicas y gas natural.

²⁹ Al respecto véase la Resolución 027-2018/CLC-INDECOPI del 25 de abril de 2018.

³⁰ COES (2023). Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN. Periodo 2025-2034. Disponible en: https://www.coes.org.pe/portal/browser/download?url=Planificaci%C3%B3n%2FPlan%20de%20Transmision%2FActualizaci%C3%B3n%20Plan%20de%20Transmisi%C3%B3n%202025%20-%202034%2F02.%20ID%202025-2034%2F01.%20Informe%2FInforme%20COES-DP%2001-2023_completo.pdf (Última visita: 11 de marzo de 2024).

³¹ La información publicada por el COES señala también la entrada de dos centrales de generación de Engie y la salida de una de sus centrales; sin embargo, esta entrada y retiro ya se hizo efectivo en el mercado durante el año 2023.

**Cuadro 3. Plan de obras de generación eléctrica 2023-2030**

Año	Central	Tecnología	Empresa	MW
2023	CT Refinería Talara	Gas Natural	Petróleos del Perú Petroperu S.A.	102
	CS Clemesí	Solar	Enel Generación Perú S.A.A	114,9
	CH Centauro - Etapa I	Hidroeléctrica	Corporación Minera del Perú S.A.	10
	CE Wayra Extensión	Eólica	Enel Generación Perú S.A.A	177
2024	CE San Juan	Eólica	Energía Renovable del Sur S.A.	135,7
	CH Centauro - Etapa II	Hidroeléctrica	Corporación Minera del Perú S.A.	10
2027	CH San Gabán III	Hidroeléctrica	Hydro Global Perú S.A.C.	209,3
2027 - 2030	CH Chilia	Hidroeléctrica	Hidro Chilia S.A.C.	180
	CH RS-3	Hidroeléctrica	Kallpa Generación S.A.	373
	CH Lluta	Hidroeléctrica	Inland Energy S.A.C.	157
	CH Lluclla	Hidroeléctrica	Inland Energy S.A.C.	300
	CH Santa Teresa (Ampliación)	Hidroeléctrica	Inland Energy S.A.C.	40,4
	CH Santa Teresa II	Hidroeléctrica	Inland Energy S.A.C.	291

Fuente: COES

Elaboración: Comisión de Defensa de la Libre Competencia

55. De igual forma, de acuerdo con el COES, para el periodo 2023 a 2026 se tiene que el margen de reserva del SEIN se encontrará entre 28% y 39%³², lo que implica que la generación es suficiente para abastecer al crecimiento proyectado de la demanda en este periodo.
56. Asimismo, es importante mencionar que la Central Térmica Nodo Energético del Sur forma parte de las centrales de generación que se desarrollaron dentro del proyecto del Nodo Energético del Sur del Perú, que buscaba incrementar la reserva de generación del SEIN y promover el aprovechamiento del Gasoducto del Sur Peruano. En tal sentido, esta central operaría en dos etapas: la primera operaría con diésel mientras que, en la segunda, con gas natural³³ cuando se desarrolle el proyecto del Gasoducto del Sur Peruano.
57. Actualmente, el proyecto del Gasoducto del Sur Peruano está paralizado desde el año 2017 y la fecha de inicio de las operaciones es incierta. Sin embargo, actualmente se viene impulsando un proyecto denominado Sistema Integrado de Transporte del Gas – Zona sur del Perú – SITGAS (en adelante, SITGAS) que permitiría crear un sistema de transporte de gas natural³⁴ y el inicio de la segunda etapa de la operación de la central térmica Nodo Energético del Sur. En pronunciamientos anteriores, esta Comisión señaló que los actores interesados

³² COES (2023). Estudio de verificación del margen de reserva firme objetivo (MRFO) del SEIN, periodo 2023-2026. Disponible en: https://www.coes.org.pe/portal/browser/download?url=Planificaci%C3%B3n%2FEstudios%20de%20Verificaci%C3%B3n%20del%20Margen%20de%20Reserva%20Firme%2FMRFO_2023-2026%2Finforme%2FINFORME_SPL-IT-005-2023-VMRFO_2023-2026.pdf (Última visita: 11 de marzo de 2024).

³³ ProInversión. Nodo Energético en el sur del Perú. Disponible en: https://www.investinperu.pe/RepositorioAPS/0/1/JER/SALA_PRENSA_INFOGRAFIAS/infografias/infografia_nodo_energetico.pdf (Última visita: 11 de marzo de 2024).

³⁴ Mediante Resolución Suprema 004-2017-EM se declaró que la Concesión del Proyecto “Mejoras a la Seguridad Energética del País y Desarrollo del Gasoducto Sur Peruano” terminó el 24 de enero de 2017 debido a que el Concesionario no había acreditado el cumplimiento del Cierre Financiero dentro del plazo contractual establecido.



en el desarrollo de este gasoducto estiman que esté en operación dentro de diez (10) años³⁵.

58. Finalmente, cabe indicar que la regulación actual restringe que se realice un posible incremento de precios mediante la declaración de indisponibilidad de las centrales de generación con menores costos. En efecto, el “Procedimiento para Supervisar la Verificación de la Disponibilidad y el Estado Operativo de las Unidades de Generación del SEIN”, aprobado por el Osinergmin mediante la Resolución 316-2005-OS/CD, establece que el COES deberá realizar pruebas aleatorias para verificar la disponibilidad de las centrales de generación³⁶ y, en caso de que no se verifique su disponibilidad, serán sancionadas por el Osinergmin.
59. En resumen, la Operación de Concentración tendría una baja probabilidad de tener efectos adversos sobre la competencia en el mercado spot en la medida que el mercado no sería concentrado y el incremento de la concentración derivado de la Operación sería reducido. De igual forma, la concentración registra un mayor incremento en periodos fuera de punta donde existirían fuentes alternativas de generación y mayor competencia potencial.
60. Asimismo, a pesar de que en algunos bloques horarios la reserva fría no podría abastecer los requerimientos de la demanda en caso no se encuentre disponible las centrales de generación de la empresa concentrada, la operación de concentración solo incrementa el número de bloques horarios en los que se da esta condición de 4,8% a 5,0%. Además, la operación de concentración solo permitiría que una estrategia de retención de capacidad afecte a 32GWh de energía generada que representa el 0,06% de la energía del mercado spot en 2023. Por su parte, las centrales térmicas de la empresa concentrada solo han definido el precio del mercado spot en el 0,16% de las veces y en periodos diferentes a aquellos en los que la empresa concentrada resultó ser pivotal. Adicionalmente, en el mediano plazo el ingreso de nueva capacidad por parte de otras empresas limitaría aún más dichos incentivos. Finalmente, la regulación actual obliga a supervisar la disponibilidad de las centrales de generación.

Mercado de contratos para usuarios regulados y Mercado de usuarios libres

61. Por otro lado, considerando la información disponible, Grenergy no participa, actualmente, en el mercado contratos para usuarios regulados o el mercado de usuarios libres; sin embargo, tal como lo ha señalado la Solicitante, esta empresa sería un participante potencial de este mercado.
62. En relación con el mercado de contratos para usuarios regulados, durante el año 2023 se contrataron 21 208,5 GWh de energía, de la cual Engie contrató 16,89%

³⁵ Conforme a lo señalado por Proinversión, el Proyecto del Sistema Integrado de Transporte del Gas – Zona sur del Perú se encuentra en etapa de formulación. Al respecto, ver: <https://www.investinperu.pe/es/app/DatosProyecto?idAPPProyecto=613> (Última visita: 11 de marzo de 2024).

³⁶ Para verificar la disponibilidad de la central antes de la operación se establece una prueba aleatoria. La disponibilidad durante la operación del sistema se verifica si una unidad de generación operó (arrancó) o no cuando el COES lo solicitó.



(3 581,7 GWh)³⁷ mientras que Grenergy no participa en este mercado. Sin embargo, como se ha mencionado, Grenergy sería un participante potencial de este mercado, por lo que, considerando la energía firme de las centrales de Grenergy, esta podría entregar hasta el 0,56% (118,8 GWh)³⁸. Así, la Operación de Concentración solo significaría un incremento en el índice de concentración HHI de 18,9.

63. Finalmente, en relación con el mercado de usuarios libres, durante el año 2023 se entregaron 33 020,4 GWh de energía, de la cual Engie entregó el 17,69% (5 839,7 GWh)³⁹. Asimismo, de manera similar con el mercado anterior, considerando la energía firme de las centrales de Grenergy, esta podría entregar el 0,36% (118,8 GWh)⁴⁰ del mercado. Así, la Operación de Concentración solo significaría un incremento en el índice de concentración HHI de 12,7.
64. De lo anterior se concluye que la participación de la entidad resultante de la Operación de Concentración no generaría mayores riesgos en el mercado de contratos para usuarios regulados y el mercado de usuarios libres, pues no se observa que dichas participaciones le ofrezcan una posición privilegiada de dominio en el mercado ni que la Operación le pueda otorgar dicha posición.
65. Así, considerando la información existente, no se cuenta con evidencia de que la Operación de Concentración pudiera generar un potencial riesgo horizontal a la competencia en el mercado spot, el mercado de contratos para usuarios regulados o el mercado de usuarios libres.

5.1.4 Posibles riesgos a la competencia: Efectos verticales

66. Para que la energía eléctrica pueda ingresar al sistema eléctrico, y llegar desde los centros de producción hacia los usuarios finales, se deben utilizar líneas de transmisión. En tal sentido, la Operación de Concentración podría generar incentivos para el recorte o encarecimiento de los servicios de transmisión (cierre de insumos) en perjuicio de las empresas que compiten con Engie y Grenergy en (i) el mercado spot y (ii) el mercado de usuarios libres a nivel nacional.
67. El principal riesgo de las operaciones que involucran ofertantes y demandantes de los servicios de transmisión son los incentivos para que, a través del recorte o el encarecimiento de estos servicios, se limite el acceso de competidores. En efecto,

³⁷ COES (2023). Cálculo y Balance de Energía Firme 2023. Disponible en https://www.coes.org.pe/portal/browser/download?url=Post%20Operaci%C3%B3n%2FValorizaci%C3%B3n%20de%20Transferencias%2FC%C3%A1lculo%20y%20Balance%20de%20Energ%C3%ADa%20Firme%2F2023%2F04_Informe%20Final%2FC%C3%A1lculo%20y%20Verificaci%C3%B3n%20de%20la%20Energ%C3%ADa%20PR13%20-%202023.xls (Última consulta: 06 de marzo 2024).

³⁸ Esta cantidad de energía corresponde al total que las centrales GR Paino y GR Taruca de Grenergy pueden producir de acuerdo con las estimaciones del COES. COES (2023). Op. Cit.

³⁹ Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería [OSINERGMIN] (2024). Información Comercial 2023. Disponible en https://www2.osinergmin.gob.pe/publicacionesgrt/pdf/sicom/IC_2023_2tri_28022024_Preliminar.rar (Última consulta: 06 de marzo 2024).

⁴⁰ Como se mencionó, esta cantidad de energía corresponde al total que las centrales GR Paino y GR Taruca de Grenergy pueden producir de acuerdo con las estimaciones del COES. COES (2023). Op. Cit.



a través de la negativa al acceso y uso de la red o el cobro de tarifas por utilización de dicha red más altas para los competidores, una empresa puede excluir a empresas competidoras con el uso de su posición como transmisor.

68. Como se mencionó en la sección 5.1.2., el mercado de transmisión de energía eléctrica puede tener un alcance nacional o uno acotado al área correspondiente a un sistema eléctrico. Al respecto, de la información disponible se tiene que Engie posee líneas de transmisión en el Sistema Secundario de Transmisión (SST)⁴¹ y en el Sistema Complementario de Transmisión (SCT)⁴².
69. Por otro lado, el alcance geográfico del mercado de transmisión se puede acotar aún más considerando áreas de demanda específicas que son atendidas por las líneas de transmisión. Al respecto, de la información disponible se tiene que Engie solo posee líneas de transmisión en el área de demanda 12⁴³.
70. Ahora bien, en el año 2022 la cantidad de kilómetros de líneas de transmisión en el SST fue de 15 304, de los cuales Engie poseía el **[Información confidencial]**. Por su parte, en el año 2022 la cantidad de kilómetros de líneas de transmisión en el SCT fue de 7 494,6, de los cuales Engie poseía el **[Información confidencial]**.
71. Asimismo, en atención a la información presentada en la sección 5.1.3. se aprecia que la empresa concentrada podría alcanzar una participación de **[Información confidencial]** de la energía entregada en el mercado spot en año 2023 y un **[Información confidencial]** de la capacidad total de generación en el mercado spot de ese año, asimismo, alcanzaría hasta el **[Información confidencial]** de la energía comercializada a los usuarios libres a nivel nacional en dicho año.
72. Considerando ello, siguiendo lo recomendado en la "Guía para la evaluación de las operaciones de concentración no horizontales de la Comisión Europea"⁴⁴, se aprecia que la Operación de Concentración no podría incrementar la habilidad de la empresa concentrada para excluir competidores ya que no alcanzaría una participación de 30% en ninguno de los mercados.
73. Así, considerando la información existente, no se cuenta con evidencia de que la Operación de Concentración pudiera generar un potencial riesgo vertical a la competencia en el mercado de transmisión.

VI. CONCLUSIONES

74. Conforme a lo señalado y, en atención al numeral 21.5 del artículo 21 de la Ley

⁴¹ El sistema secundario de transmisión es la parte del sistema eléctrico destinado a transferir electricidad hacia una distribuidora o consumidor final, desde una barra del sistema principal de transmisión; también forman parte de este sistema, las instalaciones necesarias para entregar electricidad desde una central de generación hasta una barra del sistema principal de transmisión.

⁴² El sistema complementario de transmisión está conformado por aquellas instalaciones cuya construcción es resultado de la iniciativa propia de uno o varios agentes, sean o no incluidas en el Plan de Transmisión.

⁴³ OSINERGMIN (2021). Determinación de Áreas de Demanda para las instalaciones de transmisión de SST y SCT. Periodo mayo 2021 – abril 2027. Disponible en: <https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2021/Informe-Tecnico-260-2021-GRT.pdf> (Última consulta: 03 de julio de 2023).

⁴⁴ European Commission. (2008). Op. Cit.



PERÚ

Presidencia
del Consejo de Ministros

INDECOPI

31112⁴⁵, la Comisión considera que corresponde aprobar la Operación de Concentración empresarial notificada por la Solicitante, en la medida que no genera serias preocupaciones en cuanto a ocasionar efectos restrictivos significativos a la competencia.

Estando a lo previsto en la Constitución Política del Perú, la Ley que establece el Control Previo de Operaciones de Concentración Empresarial, el Reglamento de la Ley que establece el Control Previo de Operaciones de Concentración Empresarial y el Texto Único Ordenado de la Ley 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, la Comisión de Defensa de la Libre Competencia;

RESUELVE: Autorizar la operación de concentración empresarial notificada por Engie Energía Perú S.A. el 21 de diciembre de 2023 ante la Comisión de Defensa de la Libre Competencia en el marco de la Ley 31112, Ley que establece el control previo de operaciones de concentración empresarial.

Con el voto favorable de los señores miembros de la Comisión de Defensa de la Libre Competencia: Lucio Andrés Sánchez Pavis, Nancy Aracelly Laca Ramos y María del Pilar Cebrecos González.

Lucio Andrés Sánchez Pavis
Presidente

⁴⁵

Ley 31112. Ley que establece el control previo de operaciones de concentración empresarial
Artículo 21.- Procedimiento aplicable al trámite de la solicitud de autorización de la operación de concentración empresarial

(...) 21.5 Si la Comisión concluye que la concentración empresarial cuya autorización se solicita no está comprendida dentro del ámbito de aplicación de la norma o no genera serias preocupaciones en cuanto a ocasionar efectos restrictivos significativos de la competencia en el mercado, lo declara mediante resolución, dando por concluido el procedimiento o autorizando la operación, según corresponda.

19/19

INSTITUTO NACIONAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA Y DE LA PROTECCIÓN DE LA PROPIEDAD INTELECTUAL

Calle De la Prosa 104, San Borja, Lima 41 - Perú Telf: 224 7800 / Fax: 224 0348
E-mail: postmaster@indecopi.gob.pe / Web: www.indecopi.gob.pe

