



**ANT.:** Investigación sobre declaraciones de precios de carbón y mezclas de combustibles para generación eléctrica. Rol 2760-24 FNE.

**MAT.:** Informe de archivo.

**A : FISCAL NACIONAL ECONÓMICO**

**DE : JEFE DE DIVISIÓN ANTIMONOPOLIOS**

Por la presente vía, informo al Sr. Fiscal Nacional Económico acerca de la investigación del Antecedente, recomendando su archivo, en virtud de las razones que se exponen a continuación, según el siguiente índice:

### ÍNDICE

<b>I. ANTECEDENTES</b> .....	2
<b>II. INDUSTRIA Y ANÁLISIS ECONÓMICO</b> .....	4
<b>III. ANÁLISIS DE LOS HECHOS RELACIONADOS A LA CENTRAL VENTANAS 2</b>	<b>8</b>
A. Antecedentes .....	8
B. Análisis.....	11
<b>IV. ANÁLISIS DE LOS HECHOS RELACIONADOS AL COMPLEJO NORGENER.</b>	<b>15</b>
A. Antecedentes .....	15
B. Análisis regulatorio .....	17
C. Análisis económico .....	22
<b>V. ANÁLISIS DE LOS HECHOS RELACIONADOS A CENTRALES DE ANGAMOS Y COCHRANE</b> .....	<b>26</b>
A. Antecedentes .....	26
B. Análisis.....	27
<b>VI. CONCLUSIONES</b> .....	<b>28</b>

## I. ANTECEDENTES

1. Con fecha 29 de diciembre de 2023, ingresó a esta Fiscalía Nacional Económica (en adelante, “Fiscalía” o “FNE”) una denuncia (en adelante, “denuncia N°1”) en la cual se advierte sobre posibles hechos o actos anticompetitivos realizados por el agente económico AES Andes S.A. (en adelante, “AES Andes”), que habrían tenido impacto en el Sistema Eléctrico Nacional (en adelante, “SEN”)¹-². La denuncia N°1 presenta un análisis de las declaraciones de mezclas y costos variables del carbón para las centrales del complejo Ventanas, compuesto por las centrales Ventanas 2, Campiche y Nueva Ventanas (en adelante e indistintamente, “complejo Ventanas”), todas de propiedad del mismo agente en el periodo analizado³, las cuales habrían mostrado variaciones inusuales en sus declaraciones de costos durante los periodos en que la central Ventanas 2 permanecía con despacho forzado debido a restricciones en la Zona Quinta Región Costa⁴.
2. En particular, la denuncia N° 1 señala que AES Andes, al designar la mezcla de carbón más costosa para operar Ventanas 2, habría incrementado significativamente los costos operativos del SEN en el subsistema respectivo. Esta decisión también habría aumentado los pagos por sobrecostos, tanto a clientes como a competidores que no podían trasladar esos costos a sus clientes. Por su parte, AES Andes habría mejorado la competitividad de las otras centrales del complejo Ventanas -es decir, Campiche y Nueva Ventanas- aprovechando el despacho forzoso de Ventanas 2⁵.
3. Por su parte, con fecha 21 de marzo de 2024, se ingresó una segunda denuncia (en adelante, “denuncia N°2”)⁶, con nuevos antecedentes relacionados a otras

---

¹ La denuncia fue interpuesta por [ver [1] en Anexo Confidencial].

² Las reglas de coordinación y operación del SEN se regulan, principalmente, en el Título II BIS de la Ley General de Servicios Eléctricos, aprobada por el Decreto con Fuerza de Ley N° 4/20.018, de 2006, del entonces Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería (en adelante, “LGSE”).

³ Centrales que estaban bajo la titularidad de la filial de AES Andes denominada *Empresa Eléctrica Ventanas SpA* en el periodo investigado. Con todo, entre diciembre de 2024 y enero de 2025, dicha filial fue transferida al tercero no relacionado Quintero Energía SpA, de capitales chilenos, que, en marzo de 2025, fusionó ambas sociedades, pasando la entidad resultante a denominarse Quintero Energía SpA, quien es la sucesora para todos los efectos legales. Según información respecto a dicho proceso de venta, el complejo Ventanas cuenta con dos plantas fuera de operación (unidades 1 y 2), siendo las unidades 3 y 4 aquellas que se encuentran disponibles para el sistema, con 267 MW y 270 MW, e inicio de operaciones en los años 2010 y 2013, respectivamente, todas en la comuna de Puchuncaví, Región de Valparaíso. Según también se informó, los nuevos propietarios mantendrán la operación de ambas unidades con las mismas dotaciones de operarios y en las mismas condiciones que los anteriores dueños. Al respecto: <https://www.df.cl/empresas/energia/aes-andes-vende-a-quintero-energia-complejo-termoelectrico-ventanas> [Última visita: 27-08-2025].

⁴ Condición o restricción operativa del despacho de centrales que, para efectos de simplificación, se denomina como despacho forzoso, forzado o priorizado en este informe.

⁵ Esto es, al destinar mezclas de carbón de mayor costo a la central que está siendo despachada forzosamente, puede AES Andes destinar las otras mezclas de menor costo a las centrales que deben competir por menor costo variable para ser despachadas, entendiendo que todas ellas comparten una misma cancha de carbón correspondiente al complejo Ventanas.

⁶ La denuncia fue interpuesta por [ver [2] en Anexo Confidencial].

conductas potencialmente anticompetitivas ejecutadas por otras centrales de AES Andes<sup>7</sup>. En específico, se indica que: a) existieron ciertos errores en declaraciones sobre el manejo de la cancha de carbón térmico de las centrales Angamos y Cochrane; y, b) se efectuó un desembarque parcial de una nave con carbón, realizado por la central Norgener, con fecha 8 de diciembre de 2023. Ello fue a pesar de que AES Andes había solicitado a la Comisión Nacional de Energía (en adelante, “**CNE**”) adelantar el retiro de las unidades que componen dicho complejo, un día antes de esa fecha, lo cual habría obligado al Coordinador Eléctrico Nacional (en adelante, “**Coordinador**”) a autorizar un despacho forzado de dicha central para agotar aceleradamente las existencias de carbón provenientes de dicho embarque, de modo de lograr cumplir con la nueva programación para el cierre anticipado del complejo.

4. Durante las diligencias de la etapa de admisibilidad se constató que eran efectivos los hechos de base de las conductas potencialmente anticompetitivas, existiendo: (i) diferencias relevantes entre los precios declarados de Ventanas 2 en comparación a los de Campiche y Nueva Ventanas, de modo que, a partir de la segunda mitad de 2022, las declaraciones de mezclas de carbón más onerosas se imputaron en la primera de estas centrales, la cual contaba con una orden de despacho forzoso debido a restricciones de transmisión, a pesar de que todas las centrales compartían una misma cancha de acopio de carbón para declarar mezclas de distintos valores; (ii) un despacho forzoso de alrededor de 94.000 toneladas de carbón desde el complejo Norgener, debido a una autorización para su cierre anticipado respecto del cronograma original, lo que podría alterar la dinámica de mérito económico para definir el despacho de centrales; y, (iii) ciertos errores en declaraciones de las centrales Cochrane y Angamos, que habrían generado aumentos en el costo de generación del sistema.
5. En virtud de lo anterior, con fecha 27 de mayo de 2024, esta Fiscalía dio inicio a la investigación Rol N°2760-24 FNE (en adelante, “**Investigación**”) para verificar o descartar la existencia de hechos, actos o convenciones que impidieran, restringieran o entorpecieran la libre competencia, o que hubieren tendido a producir dichos efectos, tanto en la generación eléctrica como en sus servicios relacionados.

---

<sup>7</sup> En adelante, en caso de no ser necesario precisar, se aludirá a la denuncia N°1 y denuncia N°2 en conjunto como “**las denuncias**”.

## II. INDUSTRIA Y ANÁLISIS ECONÓMICO

6. A modo de descripción general, cabe señalar que el sistema eléctrico chileno está conformado por el SEN<sup>8</sup> y por otros sistemas eléctricos medianos y aislados<sup>9</sup>. El SEN abarca desde la ciudad de Arica por el norte hasta la isla grande de Chiloé por el sur, alcanzando los 3.100 kms. de longitud, constituyéndose como el principal sistema interconectado del país. Su cobertura es del 98,5% de la población nacional y cuenta con 39.132 kms. de líneas de transmisión al año 2025<sup>10</sup>.
7. Asimismo, en la industria eléctrica es posible distinguir tres segmentos de actividades que permiten que la energía producida se reciba por los clientes finales: generación, transmisión y distribución. A fin de ilustrar su funcionamiento, es posible indicar lo siguiente:
  - a. Que el segmento de generación es abierto y de entrada libre, con producción de energía eléctrica a través de distintas tecnologías, cuya operación coordinada se sujeta a las directrices e instrucciones de despacho del Coordinador.
  - b. Que la transmisión corresponde al conjunto de líneas y de subestaciones que forman parte de un sistema eléctrico, y que no están destinadas al servicio público de distribución. Su operación y coordinación también recae en el Coordinador.
  - c. Que el segmento de distribución, dadas sus características de monopolio natural, opera en el marco de un régimen de concesiones con exclusividad territorial, bajo un esquema de obligación de suministro con tarifas reguladas.
8. Como se acaba de señalar, respecto al segmento de generación, el Coordinador es el organismo técnico e independiente encargado de la operación coordinada del conjunto de instalaciones sujetas a interconexión<sup>11</sup>. De esta forma, determina cuáles son las generadoras que, según mérito económico, operan en cada momento inyectando energía al sistema.

---

<sup>8</sup> Que a su vez se corresponde con los antiguos sistemas Interconectado Central e Interconectado del Norte Grande, ambos unificados desde noviembre de 2017.

<sup>9</sup> La LGSE estipula que los sistemas medianos son aquellos que cuentan con una capacidad instalada de 1,5 a 200 MW y que operan en zonas alejadas del SEN. Actualmente existen los siguientes sistemas medianos: Hornopirén, Cochamó, Palena, Aysén, Punta Arenas, Puerto Natales, General Carrera, Porvenir, Puerto Williams e Isla de Pascua. En cuanto a los sistemas aislados, se identifican más de 100 sistemas. Al respecto, véase: <https://www.revistaei.cl/reportajes/futuro-los-sistemas-electricos-medianos/> [Última visita: 27-08-2025].

<sup>10</sup> Al respecto, véase: <https://www.coordinador.cl/sistema-electrico/> [Última visita: 27-08-2025].

<sup>11</sup> Art. 72°-1 de la LGSE.

9. Esta determinación se realiza de conformidad a un sistema de costos auditados<sup>12</sup> y por orden de mérito económico<sup>13</sup>. De esta forma, cuando la oferta de generación se iguala con la demanda de energía eléctrica, se determina el costo marginal del sistema en función del costo variable de la última generadora llamada a despachar energía<sup>14</sup>. Dicha generadora, que corresponde a la de mayor costo variable dentro de las que están operando, pasa a marcar el costo marginal del sistema, circunstancia en la que es denominada generadora *pivotal* del sistema<sup>15</sup>.
10. No obstante, por condiciones de seguridad en el abastecimiento de energía eléctrica, el Coordinador puede ordenar el despacho y operación de centrales generadoras que tienen un costo variable superior al costo marginal del sistema en un bloque horario en particular. Algunos ejemplos en que centrales generadoras se despachan a pesar de que su costo variable sea mayor al costo marginal, son los casos de operación a mínimo técnico, restricciones por tiempos mínimos de operación, o desacoples de subsistemas por congestión en líneas de transmisión.
11. En cuanto al análisis económico, es importante destacar ciertas peculiaridades de esta industria, para determinar preliminarmente si AES Andes podría tener o no una posición dominante en el mercado. La industria de generación eléctrica y el sistema coordinado de despacho presentan condiciones distintivas de otros mercados de productos o servicios, entre ellas: la necesidad de satisfacer la demanda de modo instantáneo en todo momento, la limitada capacidad de almacenamiento de energía eléctrica, un mercado geográfico relevante que varía debido a fallas o congestiones en ciertas líneas, y la naturaleza dinámica de la oferta y la demanda según el bloque horario<sup>16</sup>.
12. Debido a circunstancias como las mencionadas, no sería un indicio suficiente analizar participaciones de mercado o estimar el Índice de Herfindahl Hirschman de

<sup>12</sup> Artículo 44 del Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, contenido en el Decreto Supremo N° 125, de 2017, del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial con fecha 20 de diciembre de 2019 (en adelante, “**Reglamento de la Operación y Coordinación del Sistema Eléctrico**” o “**DS N° 125/2017**”).

<sup>13</sup> El orden de mérito es un mecanismo para determinar cuáles son las generadoras que despacharán energía al sistema. Este mecanismo consiste en que, en función del costo variable de cada una de las generadoras operativas en una hora determinada en el sistema, las generadoras de menor costo son las seleccionadas para inyectar energía al sistema, hasta satisfacer la totalidad de la demanda.

<sup>14</sup> Bajo nuestro esquema regulatorio, en condiciones óptimas del sistema, la energía demandada se produce y despacha en orden de eficiencia productiva hasta satisfacer la demanda del mercado. De este modo, el nivel de uso de las distintas centrales depende de su orden de despacho, según sus costos variables de generación y de la factibilidad técnica de operación.

<sup>15</sup> En otros términos, cabe señalar que la normativa eléctrica se caracteriza por buscar que el costo de abastecimiento eléctrico del sistema sea el mínimo posible, compatible con una confiabilidad prefijada. Este esquema regulatorio establece que la energía demandada sea producida y despachada por las unidades generadoras, por regla general, en orden de costo variable de operación, hasta satisfacer la demanda del mercado, proceso que es dirigido por el Coordinador.

<sup>16</sup> Según fuentes del Coordinador, disponibles en: <https://www.coordinador.cl/novedades/dictuc-y-coordinador-electrico-nacional-presentaron-estudio-preliminar-sobre-condiciones-de-competencia-y-reglas-de-subastas-y-licitaciones-para-la-prestacion-de-servicios-complementarios/> [Última visita: 27-08-2025].

la capacidad de generación, para afirmar o descartar la existencia de una posición de dominio, sino que, para estos efectos, también debe considerarse la relevancia de la generadora para la operación eficiente y segura del sistema eléctrico de manera *dinámica*<sup>17-18</sup>. Para ello, como indicio de posición dominante se puede considerar el tiempo en que una generadora fue *pivotal* en la determinación del costo marginal del SEN, como también el tiempo en que ella fue llamada a operar por el Coordinador, incluso cuando su costo variable fuera mayor que el costo marginal.

13. Ahora bien, según la información proporcionada en la denuncia N° 1, por una parte, las restricciones de transmisión en la Zona Quinta Región Costa provocaron el despacho forzado de la central Ventanas 2. Por el carácter esencial de esta central para la seguridad del sistema en dicha circunstancia debido a la condición de despacho forzado -independiente del nivel de costos de combustibles declarado-, Ventanas 2 hizo las veces de central *pivotal* para ese subsistema eléctrico<sup>19</sup>. Ante la ausencia de restricciones regulatorias para declarar cualquiera de las mezclas de combustibles que cumplieran con los parámetros operativos y ambientales, la posición *pivotal* por despacho forzado le permitió recuperar el costo de mezclas más costosas de carbón, y asignar aquellas de menor costo para las otras centrales que no tenían ese despacho forzoso y, por ende, debían competir en base al mérito económico para su despacho (Nueva Ventanas y Campiche). Si bien todas las centrales que son parte del mismo complejo térmico comparten una misma cancha de acopio de carbón, pudiendo utilizar distintas mezclas con distintos niveles de costos, Ventanas 2 inyecta su energía en un subsistema distinto al de las otras dos centrales.
  
14. Por otra parte, en la denuncia N° 2 se reportaron los efectos generados por la solicitud de AES Andes a la CNE para obtener la autorización de anticipar el cierre del complejo carbonero Norgener, adelantando su retiro al 31 de marzo de 2024. Para cumplir con ese nuevo plazo, AES solicitó al Coordinador que la generación de Norgener fuera priorizada en el despacho, implicando así la quema de aproximadamente 94.000 toneladas de carbón, de forma forzada y fuera del

<sup>17</sup> A modo de ejemplo, en la jurisprudencia extranjera, se ordenó la desinversión de centrales generadoras de la empresa EON por abusar de su posición dominante, a pesar de tener una participación del 20-30% en la generación anual, al retener capacidad de generación que sí estaba disponible. Véase: Comisión Europea, decisión de fecha 26 de noviembre de 2008, Caso N°39.388, "*German Electricity Wholesale Market*".

<sup>18</sup> Para mayor información sobre indicadores de poder de mercado en la industria eléctrica, véase: DICTUC. Análisis Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de Servicios Complementarios (SSCC). 21 de marzo de 2019, pp. 50 y ss., disponible en: <https://www.coordinador.cl/novedades/dictuc-y-coordinador-electrico-nacional-presentaron-estudio-preliminar-sobre-condiciones-de-competencia-y-reglas-de-subastas-y-licitaciones-para-la-prestacion-de-servicios-complementarios/> [Última visita: 27-08-2025]. Asimismo, véase: Coordinador, Informe Monitoreo de la Competencia en el Mercado Eléctrico de Chile 2019, pp. 14 y ss., disponible en: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2020/03/Informe-Monitoreo-Competencia-CEN-2019.pdf> [Última visita: 27-08-2025].

<sup>19</sup> Como se indicó *supra*, con el término *pivotal* se hace referencia a la central que marca el costo marginal en el subsistema en un momento específico, la cual obtiene la remuneración de sus costos declarados de parte del resto de los actores que retiran energía en el mismo subsistema o barra.

despacho económico<sup>20</sup>. Con esta conducta, también la generación de dicha central habría obtenido una exención de las reglas del despacho económico, pudiendo desplazar a otras centrales más eficientes.

15. Los mencionados antecedentes harían presumible que AES Andes mantuvo una posición dominante -fijando los costos a remunerarse por el resto de las unidades debido a restricciones operativas y de seguridad- en los subsistemas en que las centrales Ventanas 2 y Norgener inyectan energía, al menos durante los períodos de julio a septiembre de 2023 y de febrero a abril de 2024, respectivamente. Con todo, la mera existencia de esta posición dominante en el rango temporal indicado no constituye, por sí sola, una conducta anticompetitiva. Por el contrario, para que se configure una conducta sancionable desde el punto de vista competitivo, es necesario que dicha posición dominante se haya utilizado de manera abusiva, afectando el equilibrio o dinámica competitiva del mercado.
16. De esta forma, en síntesis, las denuncias N° 1 y N° 2 recibidas por esta Fiscalía, describen tres grupos o esquemas de conductas potencialmente anticompetitivos:
  - a. Las variaciones inusuales de las declaraciones de costos variables de la central Ventanas 2, perteneciente al complejo Ventanas, durante períodos en que dicha central permaneció despachada forzosamente debido a restricciones en la Zona Quinta Región Costa, permitiéndole un ahorro de costos por medio de la declaración de mezclas del carbón más costoso en dicha central, reservándose el insumo menos costoso para las otras centrales del mismo complejo que debían competir por *mérito económico* en el despacho (Campiche y Nueva Ventanas).
  - b. Ejecución de desembarcos de carbón en la cancha de Norgener, de modo paralelo a la solicitud de adelanto en el cronograma de retiro de dichas centrales, gatillando la necesidad de que el Coordinador autorizara una priorización en el despacho diario que permitiera consumir el stock de más de 94.000 toneladas de carbón en dicha cancha, de forma forzada y fuera del despacho económico.
  - c. Ciertos errores en las declaraciones sobre el manejo de la cancha de carbón de centrales Angamos y Cochrane, que generaron mayores costos sistémicos.
17. A continuación, el presente informe analizará por separado cada uno de los esquemas conductuales descritos, para indagar en sus potenciales efectos o riesgos para la libre competencia. Este análisis diferenciado no obsta a considerar los posibles efectos acumulados o de reiteración de conductas que pudieran incidir en la calificación de un eventual ilícito anticompetitivo.

---

<sup>20</sup> A partir de la información recabada por esta División en el marco de la Investigación, como se señalará, la cantidad exacta correspondería a 94.366 toneladas.

### III. ANALISIS DE LOS HECHOS RELACIONADOS A LA CENTRAL VENTANAS 2

#### A. Antecedentes

18. Como se indicó *supra*, el complejo termoeléctrico Ventanas, de titularidad de AES Andes a la fecha de los hechos objeto de la Investigación<sup>21</sup>, está compuesto por las centrales Ventanas 2, Nueva Ventanas y Campiche, con una capacidad total de 747 MW.
19. De las tres centrales del complejo Ventanas, solo Ventanas 2 cuenta con una conexión directa a la zona costera de la Región de Valparaíso<sup>22</sup>, mientras que Nueva Ventanas y Campiche se conectan al SEN a través de la subestación Nogales, sin suministrar su producción directamente a dicha zona costera de la Región de Valparaíso. Ahora bien, debido a retrasos en ciertas obras de transmisión, la Región de Valparaíso debió obligatoriamente ser abastecida por centrales ubicadas en su interior, entre las cuales Ventanas 2 fue la más utilizada para el control de transferencia en la zona costera.
20. Ahora bien, esta condición de *pivotalidad* de la central Ventanas 2 en el subsistema indicado podría haberse morigerado con el inicio de las obras de ampliación de la Subestación Agua Santa, en julio de 2023. Así, a partir del 17 de julio de aquel año, dicha central dejó de ser considerada en el proceso de programación, debido a que su despacho no era necesario para cumplir con el criterio *N-1*<sup>23</sup>. Si bien esta circunstancia habría permitido prescindir de Ventanas 2 en el despacho, posteriormente, por solicitud del Coordinador el transformador 220/110 kV de la Subestación Ventanas -también propiedad de AES Andes- fue sometido a un mantenimiento mayor programado desde el 31 de julio de 2023<sup>24</sup>. Como resultado de ello, fue necesario garantizar la generación utilizando la central Ventanas 2 o una combinación de las centrales Los Vientos y Colmito para las operaciones de despacho. De esta forma, en la práctica, esta circunstancia provocó la extensión de

<sup>21</sup> Según la información pública previamente reseñada, entre diciembre de 2024 y enero de 2025, el complejo Ventanas fue vendido por AES Andes al agente Quintero Energía SpA, cediendo el control de la filial denominada Empresa Eléctrica Ventanas SpA bajo cuya titularidad AES Andes administraba la operación de dicho complejo.

<sup>22</sup> Denominada *Quinta Región* en la denuncia N° 1.

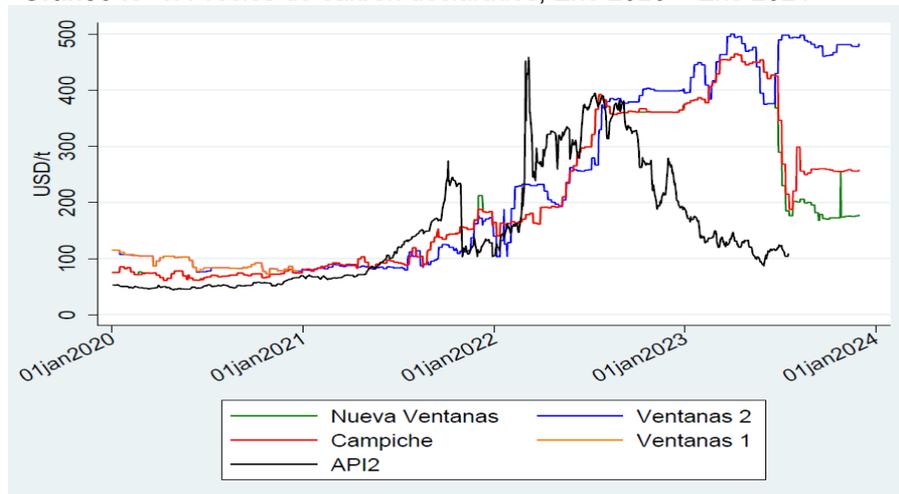
<sup>23</sup> Con fecha 24 de julio de 2023, el Coordinador informó las actualizaciones de las restricciones operacionales aplicables a la V Región Costa debido a la puesta en marcha de las obras de ampliación de la Subestación Agua Santa. <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/07/Minuta-DAOP-No-01-2023.pdf> [Última visita: 27-08-2025].

<sup>24</sup> Cabe señalar que el mantenimiento del transformador de 220/110/12 kV y 300 MVA de S/E Ventanas estaba programado según el Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor del año 2023 para el periodo comprendido entre el 2 al 22 de octubre de dicho año. Sin embargo, dado que la central Ventanas 2 se encontraba en servicio, lo cual permitía mantener las condiciones de seguridad de la Quinta Región Costa entretanto se realizaba el mantenimiento, el Coordinador le solicitó a AES Andes adelantar dicho mantenimiento para julio del 2023. Véase respuesta de AES Andes al Oficio Ord. FNE N° 2006, de fecha 12 de diciembre de 2024.

las restricciones en la Zona Quinta Costa hasta el 12 de septiembre de 2023, fecha en la cual finalizó el mantenimiento mayor del indicado transformador.

21. Otro punto que cabe destacar es que todas las centrales del complejo Ventanas utilizan el mismo depósito de acopio de carbón o cancha<sup>25</sup>. Asimismo, cabe señalar que las centrales Ventanas 1 y Ventanas 2 fueron retiradas de operaciones en los meses de diciembre de 2020 y 2023, respectivamente, por lo que no se encuentran en actual funcionamiento.
22. Ahora bien, según lo indicado en la denuncia N° 1, a partir del 29 de junio de 2023, los costos de carbón declarados para Ventanas 2 se desviaron de modo significativo en comparación con las otras centrales del mismo complejo. Es decir, que mientras que los precios del carbón para Nueva Ventanas y Campiche disminuían, los de Ventanas 2 aumentaban de valor. Tras esa fecha, los costos de esta central permanecieron elevados, mientras que los de las otras dos centrales del complejo continuaron disminuyendo, alcanzando los niveles de abril de 2022. Esta evolución de los precios declarados por cada central del complejo se presenta en el Gráfico N° 1:

**Gráfico N° 1:** Precios de carbón declarados, Ene 2020 – Ene 2024



Fuente: Denuncia N° 1.

23. En el Gráfico N° 1 se evidencia que, en términos generales, hubo diferencias en los precios declarados entre Ventanas 2, Campiche y Nueva Ventanas. Así, a partir de la segunda mitad de 2023, los precios de Ventanas 2 fueron, en promedio, más elevados que los de las otras dos centrales del mismo complejo<sup>26</sup>.

<sup>25</sup> En adelante, todas las referencias a depósitos o lugares destinados al acopio de carbón como combustible para la operación de centrales termoeléctricas se denominarán como “canchas”.

<sup>26</sup> Según información aportada en la denuncia N° 1, cabría señalar que el comportamiento observado en las centrales del complejo Ventanas no se repetiría en otras plantas de AES Andes. Aunque hay diferencias en los precios declarados para las unidades Norgener, Angamos y Cochrane, estas variaciones no eran tan marcadas como en el complejo Ventanas, y sus precios no mostrarían un desacople tan pronunciado.

24. A mayor abundamiento, según lo expresado en la denuncia N° 1, al comparar la evolución de los precios del carbón con los de otras empresas que operan este tipo de centrales, se evidencia una diferencia significativa con aquellas que conformaban el complejo Ventanas, tanto en la variación de precios entre las distintas unidades del complejo, como en el cambio de tendencia observado<sup>27</sup>.
25. Esta División consultó a AES Andes por las razones que habrían justificado la diferencia de costos declarados entre julio de 2023 y noviembre del mismo año para la central Ventanas 2 en comparación con las de Nueva Ventana y Campiche. Dicho agente señaló que las razones se dividen en dos categorías: **(i)** factores coyunturales no recurrentes, como la fluctuación histórica de los precios internacionales debido al conflicto entre Rusia y Ucrania, además de un incendio en el Puerto Ventanas; y, **(ii)** decisiones relacionadas con las mezclas de carbón, considerando las restricciones técnicas de cada central y la gestión logística del carbón disponible<sup>28</sup>.
26. Con respecto a la segunda categoría, AES Andes señala que existen diferencias técnicas relevantes entre las centrales Nueva Ventanas y Campiche, en comparación con Ventanas 2. Dichas diferencias radicarían -en concepto de AES Andes- en los distintos diseños y fechas de entrada en operación de Ventanas 2 (1977), frente a Nueva Ventanas (2010) y Campiche (2013), por lo cual se explicaría que se requieran de carbones con especificaciones distintas, lo cual justificaría, en gran medida, la variación en los costos declarados por cada una<sup>29</sup>.
27. Conforme a lo anterior, AES Andes indica que sus distintas declaraciones de mezclas de carbón se basaron en principios transversales generales a toda declaración de mezclas, buscando aumentar la probabilidad de despacho de sus centrales, sujeto a las características del carbón disponible, las características técnicas de la central y de las restricciones ambientales aplicables<sup>30</sup>.

---

<sup>27</sup> Algunos ejemplos de lo señalado serían los siguientes: (i) el caso de las unidades Mejillones 1 y 2 de Engie es comparable al de Ventanas 2. Sin embargo, cuando sus costos declarados se desacoplaron de las otras centrales como Infraestructura Energética Mejillones, Andina y Hornitos, Mejillones 1 y 2 no generaron o lo hicieron en modo de pruebas, por lo que no se remuneraron los sobrecostos; y (ii) las centrales Bocamina 1 y 2 de Enel fueron desconectadas en diciembre de 2020 y septiembre de 2022, respectivamente. Aunque no es posible una comparación directa con las centrales del complejo Ventanas, se observa que, al igual que otras plantas a carbón, sus costos de combustible aumentaron notablemente debido a presiones externas a partir de la segunda mitad de 2021.

<sup>28</sup> Respuesta de AES Andes al Oficio Ord. FNE N° 1235, de fecha 20 de agosto de 2024.

<sup>29</sup> Algunas de estas diferencias de características o estándares técnicos de funcionamiento dicen relación con parámetros de porcentajes admitidos de ceniza, azufre, humedad total, material volátil, Fe2023 y poder calorífico bruto. Al respecto, véase: Ibid.

<sup>30</sup> Ibid.

## B. Análisis

28. Como fue señalado *supra*, si bien en el mercado de la generación eléctrica debe primar un enfoque *dinámico* para la evaluación de la existencia de una posición de dominio, incluso aunque ésta exista, ella no es suficiente para calificar la conducta como un ilícito anticompetitivo. Debe además identificarse una conducta de abuso de dicha posición dominante.
29. A este respecto, como se describió en la sección precedente, debido a las restricciones vigentes en la Región Quinta Costa entre el año 2019 y el 17 de julio de 2023, así como nuevamente entre el 31 de julio y el 4 de septiembre de este último año, la central Ventanas 2 hizo las veces de *pivotal* en el sistema debido a restricciones técnicas y de seguridad existentes en ese período. En otros términos, su operación fue necesaria para garantizar el funcionamiento seguro y económico del sistema. Tal carácter esencial basado en el despacho forzado o prioritario altera el esquema de orden de mérito y generación a mínimo costo que rige en la operación normal del SEN, permitiendo el despacho de una central incluso si sus costos de generación no son los más bajos del sistema. Por dichas razones, esta situación otorga a la central un poder de mercado que le permite generar precios superiores al equilibrio competitivo.
30. Entendida así la posición de dominio de Ventanas 2 en el período entre el 31 de julio y el 4 de septiembre de 2023, corresponde evaluar si la conducta descrita -que habría consistido en el uso de una mezcla de combustibles más costosa en el período de despacho forzado- podría calificarse como un abuso de posición dominante.
31. Como criterio general de operación para todas sus centrales, AES Andes ha indicado a esta División que su finalidad es, “*permanentemente, aumentar la probabilidad de despacho de sus centrales, sujeto a las características del carbón disponible y comprometido en firme para su arribo en cancha, las características técnicas de cada central y las restricciones ambientales aplicables*”<sup>31</sup>. Sin perjuicio de lo anterior, según lo precedentemente explicado, en condiciones de despacho forzado, la primera función objetivo de aumentar la probabilidad de despacho ya está resuelta debido a una razón exógena al propio agente. En este caso, un agente con otras centrales en condiciones normales de generación debe redefinir su función objetivo, enfocándose en maximizar el conjunto de variables operativas, teniendo en cuenta las restricciones técnicas del carbón, los requerimientos tecnológicos de las centrales y las limitaciones ambientales.

<sup>31</sup> Respuesta de AES Andes al Oficio Ord. FNE N° 1235, de fecha 20 de agosto de 2024.

32. Considerando este contexto, cabe analizar lo que señala la normativa vigente en la materia. Lo primero que puede destacarse es que en ella no se establecen mayores límites ni restricciones específicas sobre los criterios que deban considerarse para la declaración de costos de combustibles para aquellas centrales que se despachan por razones de seguridad en el suministro eléctrico, independiente del caso que operen con un costo variable superior al costo marginal. Tampoco en lo referido a declaración de mezclas de combustibles existe, en términos generales, un orden o priorización con criterio económico del orden en que deban utilizarse o declararse los distintos insumos de la mezcla. En este sentido, el artículo 2-14 del Capítulo sobre Declaración de Costos Variables de la Norma Técnica CNE de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional<sup>32</sup>, sobre *mezclas de tipos de combustibles e insumos*, señala, en lo pertinente -inciso tercero-, lo siguiente:

“Los Coordinados que requieran utilizar por primera vez alguna mezcla de tipos de combustibles o insumos, conforme a lo señalado en los numerales anteriores del presente artículo, deberán presentar al Coordinador un informe que evidencie el objetivo de la utilización de la mezcla señalada (mejoras en la operación de la unidad, cumplimiento de restricción de emisiones, entre otros), el cual deberá estar debidamente justificado. Ello deberá realizarse en base a un sustento técnico debidamente respaldado que establezca el Coordinador, y que contemple los parámetros y exigencias establecidas en la NTSyCS<sup>33</sup> como, por ejemplo, cambios en la potencia máxima, consumos específicos, entre otros parámetros de la Unidad Generadora Térmica”.

33. De esta referencia, se aprecia que el sustento principal que justifica una determinada mezcla de combustibles es el criterio técnico. Del mismo modo, en segundo lugar, la misma normativa técnica impide al Coordinador efectuar cualquier cuestionamiento acerca del mérito comercial o económico de la mezcla declarada al señalar, en el inciso final del artículo 2-10, respecto del informe de combustible, que:

“El Coordinador no podrá, en base a la información presentada en el Informe de Combustible, realizar cuestionamientos sobre los términos comerciales o contratos acordados entre los Coordinados y terceros”.

34. Sin perjuicio de que esta normativa permite la declaración de mezclas considerando criterios técnicos, ello implica un grado de discrecionalidad para los generadores en orden a utilizar cualquier sistema de inventario de carbones que sea compatible con

<sup>32</sup> De junio de 2023. En: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2023/06/Norma-Tecnica-de-Coordinacion-y-Operacion-Capitulo-sobre-la-Declaracion-de-Costos-Variables-2.pdf> [Última visita: 27-08-2025].

<sup>33</sup> Referencia que alude a la Norma Técnica CNE de Seguridad y Calidad de Servicio de los sistemas interconectados, cuya última versión se aprobó en marzo de 2025. Texto disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2025/04/NTSyCS-mar-2025.pdf> [Última visita: 27-08-2025].

las limitaciones técnicas de las centrales, pudiendo modificarlo en las sucesivas declaraciones<sup>34</sup>. En el caso de las declaraciones de Ventanas 2, a pesar del impacto en los costos sistémicos derivados del uso de la indicada discrecionalidad, ello no generó un impacto significativo en la dinámica competitiva, por cuanto, el principal efecto detectable de la misma fue una reducción temporal en el valor promedio de las mezclas de carbón para el subsistema en que operaban Campiche y Nueva Ventanas, aumentando con ello sus probabilidades de despacho<sup>35</sup>. En otros términos, la priorización de mezclas con carbón más oneroso durante el despacho forzado de Ventanas 2 habría producido una reconfiguración o redistribución intertemporal de costos atribuibles a las distintas combinaciones posibles de carbones, ya que aquel más oneroso habría sido igualmente integrado en las mezclas futuras bajo un esquema que busca maximizar la probabilidad de despacho.

35. En otras palabras: el sistema asumió un aumento de costos a corto plazo, estimado en 6 millones de dólares<sup>36</sup>, en lugar de aumentos de costos distribuidos en las declaraciones del corto y mediano plazo de las tres centrales del complejo Ventanas, que habrían contado en su inventario, en tal situación, con carbones de mayor precio, que habrían tenido necesariamente que declarar. De hecho, tampoco pudieron identificarse indicios de que, en virtud de esta reconfiguración o redistribución de costos, alguna central haya sido efectivamente excluida del despacho en el subsistema en que operaban Campiche y Nueva Ventanas, no identificándose antecedentes en tal sentido en el marco de la Investigación, ni por las denuncias, ni por los titulares de centrales que pudieron encontrarse en esta eventual situación.
36. De esta forma, se observa que la conducta de AES Andes se vincula con una coyuntura de operación del sistema específica y acotada, sin efectos permanentes, no pudiendo identificarse un patrón de conducta consistente y permanente de generar efectos anticompetitivos.
37. Ello no obsta a que sería recomendable que la normativa técnica incluya alguna clase de resguardo preventivo y estructural para mitigar una reiteración de incentivos para prácticas oportunistas en la declaración de mezclas de combustibles, al modo

<sup>34</sup> Como se verá *infra*, este grado de discrecionalidad en la elección del sistema de contabilidad de inventarios para la declaración de las mezclas de combustibles puede facilitar el ejercicio de poder de mercado de parte de empresas *pivotal*, particularmente, cuando no tienen esta característica por razones de mérito económico. De esta forma, se considera recomendable evaluar la modificación de la norma técnica a este respecto, de modo de introducir un resguardo preventivo estructural en caso de empresas que declaren mezclas de combustibles bajo escenarios de despacho forzoso o priorizado.

<sup>35</sup> En un escenario contrafactual donde los costos declarados de la central Ventanas 2 hubieran sido similares al resto de las centrales del complejo, las centrales Campiche y Nueva Ventanas habrían declarado costos de combustible más altos en el corto y mediano plazo, debido al uso inevitable de dicho carbón en el futuro.

<sup>36</sup> Según estimaciones contenidas en la denuncia N°1.

que, según los antecedentes recabados por esta División, lo recomendó el Coordinador al Ministerio de Energía, en uso de sus atribuciones<sup>37</sup>.

38. Sin perjuicio de lo anterior, otro factor que permite descartar los indicios de una práctica anticompetitiva es que no se observa que AES Andes haya modificado sus inventarios mediante la recepción de nuevos embarques de carbón a precios mayores con el objetivo de beneficiarse del despacho forzado de Ventanas 2. En lugar de ello, el despacho de la central utilizó exclusivamente inventarios preexistentes, que ya se encontraban en la cancha de dicho complejo, lo que es consistente con la ausencia de un patrón estratégico de conducta anticompetitiva. En otros términos, el eventual comportamiento oportunista atribuido a AES Andes no cuenta con mayores indicios de una planificación estratégica, dado que la empresa carece de la autonomía o certeza necesaria para determinar o predecir los tiempos y condiciones en que una o varias de sus centrales operarán con despacho forzado. Dicho proceso tiene una regulación específica, sujeta a reglas de operación del Coordinador, lo que limita de modo significativo la capacidad de un agente de influir deliberadamente en la planificación de su operación para lograr el despacho de sus centrales<sup>38</sup>.

39. En tal contexto, esta División concluye que las consideraciones y hallazgos antes señalados son suficientes para descartar que AES Andes haya ejecutado una conducta abusiva que pueda obedecer a un patrón de comportamiento intencional y planificado para modificar los costos de inventario de combustibles de las centrales del complejo Ventanas, con el fin de lograr beneficios económicos indebidos. Más bien, las operaciones se realizaron conforme a los procedimientos establecidos, respondiendo a necesidades técnicas y regulatorias inherentes al SEN, lo cual no obsta a que la normativa técnica referente a declaración de mezclas de combustibles pueda ser perfeccionada, de modo de eliminar o restringir los incentivos para declarar mezclas más onerosas en episodios de despacho forzoso o priorizado de centrales.

<sup>37</sup> En este sentido, consta que el Coordinador, con fecha 25 de enero de 2024, remitió al Ministerio de Energía una propuesta de recomendación normativa en dicho sentido (CD00006-24), en la cual se recomienda modificar la Norma Técnica de Coordinación y Operación del Sistema en el sentido de “reducir eventuales espacios de discrecionalidad al momento de declarar el costo del carbón térmico y las mezclas que son utilizadas para la programación de la operación, y que impactan finalmente en los pagos laterales y determinación de costos marginales de energía”.

<sup>38</sup> En este sentido, como se señaló *supra*, a partir del 17 de julio de 2023, incluso la central Ventanas 2 había dejado de ser considerada en la programación, debido a que su despacho no era necesario para cumplir con el criterio N-1. Sin embargo, el Coordinador, en uso de sus atribuciones, decidió adelantar el mantenimiento mayor programado del transformador 220/110 kV de la Subestación Ventanas, desde el 2 al 22 de octubre de 2023 hasta el 31 de julio del mismo año. El Coordinador pudo tomar esa decisión, precisamente, porque la central Ventanas 2 se encontraba en servicio, lo cual permitía mantener las condiciones de seguridad de la Quinta Región Costa en el intertanto se realizaba dicho mantenimiento. Como cabe entrever, dicha decisión técnica del Coordinador no está bajo el control de AES Andes.

## IV. ANÁLISIS DE LOS HECHOS RELACIONADOS AL COMPLEJO NORGENER

### A. Antecedentes

40. El segundo esquema conductual potencialmente contrario a la libre competencia denunciado es la secuencia de hechos conducentes a la autorización del Coordinador para el despacho priorizado, que significó la quema de 94.000 toneladas de carbón disponible en el stock de la cancha de acopio del complejo de centrales Norgener; y los efectos económicos que se derivaron de tal hecho. Este adelanto del cronograma de cierre de dicho complejo se habría verificado en paralelo, según la denuncia N° 2, a que el propio AES Andes gestionaba nuevos desembarques de carbón en la cancha del mismo, aumentando con ello el impacto de la quema de carbón con despacho priorizado.

41. Relatando la cronología de este esquema conductual, la denuncia N° 2 indica que, con fecha 7 de diciembre de 2023, AES Andes presentó formalmente a la CNE una exención respecto del plazo legal de 24 meses de anticipación para informar el cese de operaciones del complejo Norgener<sup>39</sup>. Con dicha solicitud, la nueva fecha de retiro de este complejo se materializaría desde el 31 de marzo de 2024, en circunstancias de que, de acuerdo con el plan o cronograma de cierre inicial, ello estaba programado para finales de 2025<sup>40-41</sup>. Añade la denuncia N° 2 que dicha solicitud se habría realizado, paralelamente, con desembarques de carbón en la cancha del complejo, pasando a utilizar íntegramente su capacidad de almacenamiento<sup>42</sup>, considerando, asimismo, insumos cuyos valores superaban los precios observados de las empresas competidoras de AES Andes y también, el de otras centrales de la misma compañía.

42. Agrega la presentación que la CNE, con fecha 8 de febrero de 2024, aprobó la solicitud de cierre anticipado<sup>43</sup>, autorizándose el retiro y cese de operaciones de las

<sup>39</sup> Plazo previsto en el artículo 72°-18 de la LGSE, referido al retiro, modificación y desconexión de instalaciones.

<sup>40</sup> Época para el retiro, desconexión y cese de operaciones de las unidades Norgener 1 y Norgener 2 de la Central Térmica Norgener, informada originalmente a la CNE mediante carta de AES Andes, de fecha 25 de mayo de 2023, tomada en conocimiento por dicho servicio mediante el Oficio Ord. CNE N°687/2023, de fecha 12 de octubre de 2023.

<sup>41</sup> En el marco de la instancia de la Mesa de Descarbonización Energética abordada por el Ministerio de Energía, cabe mencionar que mediante el Decreto Exento N° 50, de fecha 13 de marzo de 2020, del mismo Ministerio, se aprobaron una serie de acuerdos de retiro de centrales termoeléctricas a carbón de titularidad de una serie de empresas generadoras, entre las que se incluye AES Andes -en dicha época, AES Gener S.A.- que, sin embargo, se referían a las centrales Ventanas 1 y Ventanas 2 de dicho generador, no así al complejo de centrales Norgener.

<sup>42</sup> Señalándose en la denuncia N° 2 que, en las mismas fechas, AES Andes habría realizado desembarcos en otros puertos que tenían holguras suficientes para el desembarque completo del cargamento vaciado en la cancha de Norgener.

<sup>43</sup> Mediante la Resolución Exenta CNE N° 45 (en adelante, "**Res. Ex. CNE N° 45/24**"), que autoriza la solicitud de exención de plazo de AES Andes S.A. asociada al retiro, desconexión y cese de operaciones de las unidades de generación Norgener 1 y Norgener 2 de la Central Termoeléctrica Norgener, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 72°-18 de la LGSE.

unidades de Norgener a partir del 31 de marzo de 2024. A este respecto, al día siguiente de dicha autorización -es decir, el 9 de febrero del mismo año-, AES Andes informó al Coordinador que para cumplir con la fecha autorizada por la CNE, las centrales debían consumir el stock o inventario remanente de 94.000 toneladas de carbón disponible en la cancha de dichas centrales. Para ese fin, requería contar con una autorización del Coordinador para disponer de una *prioridad* en el despacho diario, implicando ello que el consumo de dicho carbón quedaría exento de las reglas del despacho económico<sup>44</sup>.

43. Esta presentación de AES Andes señaló a continuación que, no obstante las consultas realizadas por el Coordinador respecto de la fundamentación, necesidad o alternativas a tal despacho forzoso, conforme a los permisos ambientales del complejo, no era viable el transporte terrestre ni marítimo del carbón hacia otro lugar. Del mismo modo, indicó que no se había solicitado a las autoridades medioambientales el traslado del carbón y que el marco normativo permitía aceptar la solicitud de despacho priorizado, en línea con compromisos de descarbonización anunciados en la agenda pública.
44. De esta forma -continúa la denuncia N° 2- con fecha 18 de febrero de 2024, se dio inicio al despacho forzado de Norgener y, con ello, el consumo priorizado de 94.000 toneladas de carbón remanentes en las canchas del complejo. La indicada denuncia agregó que las justificaciones entregadas por AES Andes no se hicieron cargo de los posibles perjuicios económicos para terceros ante dicha regla de despacho, ya que el cese de operaciones respondería a motivos ambientales.
45. Analizando el potencial anticompetitivo de la conducta, la denuncia N° 2 indica que, en primer término, AES Andes contaría con contratos de aprovisionamiento de carbón<sup>45</sup> según los cuales tendría flexibilidad para retrasar suministros y dirigir los barcos hacia distintos puertos en que opera. Indica, en segundo lugar, que según la correlación y trayectoria de los costos variables respectivos y los valores del carbón objeto de los últimos desembarques de AES Andes, existía una alta probabilidad de que dicho carbón no hubiese sido despachado según orden de mérito en los meses venideros. De ahí que, en concepto de la denuncia N° 2, la conducta de AES Andes implicó una afectación en el sistema, debido a que los costos efectivos para el SEN habrían sido menores en un escenario en que no hubiese existido el despacho

<sup>44</sup> La autorización consistió en que ambas centrales operaran a mínimo técnico durante el período solar y a plena carga fuera de dicho período (v.gr. horario nocturno), con el fin de agotar el stock de combustibles dentro de la fecha aprobada para el retiro de la central (31 de marzo de 2024).

<sup>45</sup> Denominados "*Master Seller Agreement*", que se celebrarían respecto de varias compañías filiales, según lo indicado en la denuncia N° 2.

priorizado de Norgener, al no deber pagar sobrecostos por ese concepto<sup>46</sup>. Agrega que si el objetivo de la conducta era cumplir con estándares medioambientales -v.gr. evitar posibles riesgos de autoinflamación del carbón en la cancha-, claramente es contradictorio recibir previamente embarques de carbón en la misma cancha del complejo que iba a cesar su operación en el corto plazo, según lo solicitado por su propio titular.

46. Finaliza la denuncia N° 2 señalando que, a pesar de que el Coordinador se vio obligado a aceptar la solicitud de priorización de despacho, ello no absolvería al agente de su eventual responsabilidad infraccional<sup>47</sup>. Agrega que es necesario que las empresas actúen con un “especial deber de cuidado” cuando cuenten con poder de mercado, hipótesis que sería aplicable a la operación del complejo Norgener, dadas las condiciones de operación presentes al momento de los hechos. Del mismo modo, indica que conductas como la denunciada realizadas por empresas con posición de dominio en este mercado, pueden alterar el equilibrio competitivo en el mediano y largo plazo, afectando a otros insumos y empresas como, por ejemplo, las generadoras en base a GNL o el valor futuro del agua embalsada.

## B. Análisis regulatorio

47. Según las indagaciones efectuadas por esta División, mediante la Res. Ex. CNE N° 45/24, se aprobó la solicitud de exención de plazo de AES Andes para el retiro, desconexión y cese de operaciones de las unidades Norgener 1 y Norgener 2 del complejo Norgener. Ello en aplicación del artículo 72°-18 de la LGSE, norma que, como regla general para las solicitudes de este tipo, exige un aviso no inferior a veinticuatro (24) meses al Coordinador, la CNE y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (en adelante, “SEC”). De este plazo de aviso previo puede eximirse a una solicitud, “en casos calificados y previo informe de seguridad del Coordinador”<sup>48</sup>.

<sup>46</sup> Con todo, acota la denuncia que, no obstante, no se observó un aumento en el costo térmico del sistema, principalmente porque, como se explicará *infra*, el despacho forzado desplazó principalmente a otras centrales térmicas con mayores valores de mínimo técnico.

<sup>47</sup> Actuación que la denuncia define como indicios de eventuales manipulaciones en las declaraciones de costos comunicadas al Coordinador en beneficio del propio agente.

<sup>48</sup> Artículo 72°-18 LGSE: “Retiro, modificación y desconexión de instalaciones. El retiro, modificación relevante, desconexión, o el cese de operaciones sin que éste obedezca a fallas o a mantenimientos programados, de unidades del parque generador, sistemas de almacenamiento y de las instalaciones del sistema de transmisión, deberán comunicarse por escrito al Coordinador, a la Comisión y a la Superintendencia, con una antelación no inferior a veinticuatro meses en el caso de unidades generadoras y treinta y seis meses respecto de instalaciones de transmisión (...).

No obstante, en casos calificados y previo informe de seguridad del Coordinador, la Comisión podrá eximir a una empresa del cumplimiento de los plazos señalados en el presente artículo. Asimismo, la Comisión podrá prorrogar hasta por doce meses los plazos establecidos en el inciso anterior en caso de determinar que el retiro, modificación, desconexión o cese de operaciones de una instalación del sistema puede generar riesgos para la seguridad del mismo, previo informe de seguridad del Coordinador (...).

48. En relación con este *informe de seguridad* del Coordinador, si bien la expresión podría entenderse limitada a atributos relacionados con la capacidad, resiliencia y/o suficiencia del sistema para no verse comprometido por la salida anticipada de una central<sup>49</sup>, lo cierto es que los alcances de dicho informe se encuentran precisados en el artículo 35 del Reglamento de la Operación y Coordinación del Sistema Eléctrico<sup>50</sup>, el cual remite a una evaluación de la eventual afectación de los objetivos o principios de coordinación de la operación<sup>51</sup>. Ello implica que el *informe de seguridad* debe pronunciarse no solo respecto de los aspectos de seguridad asociados a una solicitud de anticipación del plazo para la desconexión y cierre de una central, sino también respecto de que no se afecte, “*la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico*”<sup>52</sup>.
49. Continuando con la secuencia cronológica, cabe señalar que con fecha 29 de enero de 2024, la CNE recibió el señalado informe de seguridad del Coordinador respecto de la solicitud de AES Andes para el adelanto del cierre del complejo Norgener, en el cual se indicó que la solicitud “*no degrada la seguridad y calidad de servicio del SEN*”<sup>53</sup>. En vista de ello, como fue señalado, la CNE, con fecha 8 de febrero de 2024, dictó la Res. Ex. CNE N° 45/24, en la cual autorizó el retiro de la central, “*a partir del 31 de marzo de 2024*”, según fuera solicitado por AES Andes.
50. Por su parte, al día siguiente de la indicada autorización de la CNE, el 9 de febrero de 2024, AES Andes ingresó una solicitud al Coordinador<sup>54</sup> para que se considerara la operación del complejo Norgener con un despacho *priorizado*, que implicaba inyectar a potencia mínima -esto es, mínimo técnico- en el horario solar y a potencia

<sup>49</sup> Conceptos como “calidad de servicio”, “seguridad de servicio”, “confiabilidad” y “suficiencia” cuentan con definiciones legales en el artículo 225° de la LGSE. De esta forma, por ejemplo, “suficiencia” se define como “*atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer su demanda*”; mientras que “seguridad de servicio” se define como la “*capacidad de respuesta de un sistema eléctrico, o parte de él, para soportar contingencias y minimizar la pérdida de consumos, a través de respaldos y de servicios complementarios*”. Por su parte, “confiabilidad” se define como la “*cualidad de un sistema eléctrico determinada conjuntamente por la suficiencia, la seguridad y la calidad de servicio*”.

<sup>50</sup> Contenido, como se indicó *supra*, en el DS N° 125/2017.

<sup>51</sup> Señala dicho artículo 35 del DS N° 125/2017, que “(e)l Coordinador deberá elaborar el informe de seguridad a que se refieren los artículos 33 y 34 anteriores en la forma y plazo que determine la Comisión. Dicho informe deberá contener la evaluación de la afectación de los objetivos establecidos en el artículo 72°-1 de la Ley”. Por su parte, la remisión al artículo 72°-1 de la LGSE corresponde a los denominados “principios de coordinación de la operación”, los cuales, según dicha norma, son tres: (i) preservar la *seguridad* del servicio en el sistema eléctrico; (ii) garantizar la *operación más económica* para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico; y, (iii) garantizar el *acceso abierto* a todos los sistemas de transmisión.

<sup>52</sup> Además del acceso abierto a los sistemas de transmisión, según el artículo 72°-1 de la LGSE.

<sup>53</sup> Informe de seguridad remitido a través de carta DE 00582-24, el cual concluye que: “*bajo los supuestos considerados, el retiro de servicio de las unidades Norgener 1 y Norgener 2 a partir del 31 de marzo de 2024, no degrada la seguridad y calidad de servicio del SEN*”. Sin embargo, “*para mitigar eventuales déficits de suministro de energía ante escenarios críticos para el abastecimiento*”, el informe incluye una serie de recomendaciones específicas (p. 17 de la fuente examinada). Este informe favorable se emitió incluso considerando que se estimaron ciertos sobrecostos, los cuales se consideraron de envergadura menor: “(c)abe señalar que respecto a los escenarios analizados (caso 1, con Norgener 1 y 2 retirándose de servicio el 31 de marzo de 2024, y caso 2, con Norgener 1 y 2 retirándose de servicio el 30 de septiembre de 2024), se observan sobrecostos en el periodo enero 2024-diciembre 2025 que no superan un 2% del costos total, respecto al caso base, puesto que la inyección estimada de ambas unidades puede ser reemplazada por centrales menos eficientes o por medios de generación declarados en construcción durante el período de análisis” (ibid.).

<sup>54</sup> Denominada “Informe de Limitación N°2024000233”.

a plena capacidad -o “plena carga”- fuera de dicho horario. Lo anterior, atendido que, según informó AES Andes en esta solicitud, para materializar el cese de operaciones a partir de la fecha autorizada por la CNE, era indispensable consumir el remanente de carbón en la cancha, que ascendía a 94.366 toneladas, existiendo restricciones en los permisos ambientales para evaluar otros posibles usos o destinos<sup>55</sup>.

51. Posteriormente, a través de cartas despachadas los días 9, 12 y 15 de febrero de 2024, el Coordinador requirió diversos antecedentes a AES Andes con el objeto de determinar los fundamentos que justificasen la restricción operacional solicitada. A modo general, las respuestas de AES Andes a estas solicitudes de información ratificaron la imposibilidad de extender las operaciones fuera del plazo autorizado por la CNE, además de que los permisos ambientales impedían destinar el carbón a otros usos<sup>56</sup>. También señaló, ante la última solicitud de información que le fuera formulada<sup>57</sup>, que no había evaluado los efectos económicos en el sistema ni en el resto de las unidades interconectadas que se derivaran del cese de operaciones de Norgener desde el 31 de marzo de 2024, ni tampoco de su operación forzada para desconectar la central en dicha fecha<sup>58</sup>.

<sup>55</sup> Como señaló AES Andes con fecha 9 de febrero de 2024: *“En relación con la materialización del retiro de las unidades de la Central, a la fecha de la presente, el stock de carbón en cancha es de 94 mil toneladas (base 6.350 kCal/kg), el que debe ser consumido con anterioridad a la fecha de retiro de la Central, en consideración a que la Resolución de Calificación Ambiental asociada no considera el manejo, ni menos la gestión del carbón que eventualmente se encuentre presente en cancha una vez que la Central Norgener esté retirada del sistema. Por lo anterior, es necesario llevar a cabo la planificación del cierre de la Central Norgener de manera segura, acotando todos los riesgos asociados a mantener carbón remanente en cancha desde el punto de vista ambiental y seguridad de las instalaciones. Cabe destacar que, alternativas como el transporte terrestre del carbón, no son factibles, al no contar con la autorización ambiental necesaria para el retiro del material”*. Véase: Ibid.

<sup>56</sup> En carta de 12 de febrero de 2024, AES Andes señaló, sobre la implementación de medidas para asegurar la desconexión segura de las centrales del complejo Norgener a contar de la fecha autorizada por la CNE, que ellas: *“(...) están destinadas a asegurar que, con posterioridad a dicha fecha, la Central cese en forma total y definitiva con todos los procesos operacionales que permitan la operación ordinaria; e incluyen, evidentemente, poner término a contratos con proveedores de servicios necesarios para la operación normal y segura de la Central. El término de esos contratos no hace posible continuar con la operación normal de la Central con posterioridad al 31 de marzo de 2024”*. En relación a las restricciones emanadas de los permisos ambientales, señala que éstas, *“solo autorizan la recepción y el consumo de carbón en cancha”*. Por ello, *“(...) y con el fin de llevar a cabo una desconexión y cese de la operación segura de la Central, se debe eliminar todos los excedentes de carbón actualmente disponibles en la cancha, siendo su consumo la mejor forma de evitar su degradación por autocombustión, evitando además el eventual aporte de emisiones de material particulado”*, como efecto propio del almacenaje del carbón. Por su parte, en carta de 16 de febrero de 2024, AES Andes señala al Coordinador que: *“los compromisos y obligaciones ambientales a las que está sujeta la Central, de acuerdo a su esperada vida útil para su operación a carbón, solo autorizan la recepción y el consumo de carbón en cancha por parte de esta Central. Por otro lado, otras alternativas estudiadas, como el transporte del carbón, no son factibles, al no contar con la autorización ambiental necesaria para el retiro del material ni con la infraestructura portuaria habilitante”*.

<sup>57</sup> En la solicitud de información de 15 de febrero de 2024 del Coordinador, se requirió a AES Andes aportar la siguiente información: (i) si se exploraron alternativas diferentes al transporte terrestre del carbón en cuestión; (ii) si existieron comunicaciones con las autoridades medioambientales pertinentes solicitando el traslado del carbón en cuestión, o consultando sobre los requisitos para concretar dicha acción; (iii) el marco normativo que permitiría al Coordinador aceptar la solicitud de generación forzada; (iv) si se han evaluado potenciales perjuicios para terceros derivados del eventual despacho forzado de Norgener; y, (v) todos los antecedentes de respaldo de simulaciones de la operación del sistema que muestren el potencial impacto del despacho forzado de Norgener en el equilibrio del mercado.

<sup>58</sup> En respuesta de AES Andes de fecha 22 de febrero de 2024, dicha empresa señaló, en resumen, que: (i) cualquier forma de transporte de carbón hacia el exterior excede los permisos ambientales y, por ende, no es factible; (ii) no han existido solicitudes a las autoridades ambientales para consultar sobre el traslado del carbón, sin perjuicio de acompañar auditoría ambiental que ratificaría esa imposibilidad; (iii) la solicitud de generación forzada encontraría su amparo en el artículo 45°, inciso tercero del DS N° 125/2017, que señala que dentro de las limitaciones a la operación de instalaciones sujetas a coordinación, el Coordinador debe considerar aquellas que resulten de la aplicación de normativa relacionada con otros sectores, como el sector ambiental; (iv) AES

52. En vistas de lo señalado, finalmente, el 16 de febrero de 2024 se dio vigencia a la condición de despacho *priorizado* solicitada para Norgener. En aplicación de esta modalidad -despacho a mínimo técnico en horario diurno y a plena capacidad en horario nocturno- el complejo materializó su retiro, desconexión y cese de operaciones del SEN, finalmente, con fecha 15 de abril de 2024<sup>59</sup>.
53. Sin perjuicio de ello, a partir del inicio de la condición de despacho priorizado o forzado, terceros impugnaron en diversas instancias la decisión del Coordinador de autorizar esta condición de despacho<sup>60</sup>, las cuales habrían sido, en definitiva y en conocimiento de esta División, desestimadas. Dichas instancias fueron: (i) presentación a la SEC, resuelta por Of. Ord. N° 220653, de 5 de abril de 2024<sup>61</sup>; (ii) presentación al Ministerio de Energía<sup>62</sup>; y, (iii) recurso de protección y su respectiva apelación<sup>63</sup>.
54. En relación con los antecedentes discutidos en dichas instancias que tienen relevancia para este análisis, cabe destacar lo señalado respecto al impacto en la coordinación y programación del sistema que se habría derivado de la condición de despacho autorizada a Norgener. En este punto, en la Carta DE 01172-24 del Coordinador, de fecha 29 de febrero de 2024, dicha entidad informó al Ministerio de Energía que, en virtud de la indicada condición de operación, se “(...) desplazó generación de carbón de las unidades CTA [Central Térmica Andina] y CTH [Central Térmica Hornitos] sin afectar la operación segura y a mínimo costo del SEN. Adicionalmente, estas unidades térmicas que fueron desplazadas tienen mínimos térmicos superiores a los de las unidades de la Central Norgener (70MW por unidad versus 55MW por unidad) (...). Por lo tanto, la aplicación de la limitación referida produjo una menor generación de carbón en horario solar en la zona norte y, por tanto, una reducción de los recortes de energías renovables”. Agregó a este

---

Andes no ha evaluado los efectos económicos en el sistema ni en el resto de las unidades interconectadas derivados del cese de operaciones ni la operación forzada que deba implementarse para asegurar el cese de operaciones efectivamente el 31 de marzo de 2024; y, (v) no se cuenta con simulaciones del sistema que muestren el impacto del despacho forzado solicitado por Norgener.

<sup>59</sup> Cabe hacer presente que la redacción de la autorización de la CNE para el retiro anticipado (Res. Ex. CNE N° 45/24) aludía a un plazo mínimo, es decir, “no antes del 31 de marzo de 2024”.

<sup>60</sup> En general, incoadas y promovidas por la organización no gubernamental Fundación Chile Sustentable, además de otras organizaciones de carácter ambiental y representantes de habitantes de la comuna en que se emplaza el complejo Norgener (Tocopilla).

<sup>61</sup> La cual, considerando el tenor del inciso penúltimo del artículo 45° del DS N° 125/2017, concluyó que no se observaba una desviación de fines ni otro actuar ilegal en la decisión del Coordinador, por cuanto la solicitud de Norgener obedecía a un cambio del escenario para la utilización óptima de los recursos que debía ser considerado por el Coordinador.

<sup>62</sup> Intercambio de comunicaciones que inició con una solicitud de información de dicho Ministerio al Coordinador, formalizada mediante Carta N° 62, de fecha 21 de febrero de 2024, la cual fue respondida con Carta DE 01172-24, de 29 de febrero del mismo año, por parte del Coordinador. Finalmente, el Ministerio se pronunció sobre dicha respuesta, a través de Carta N° 94, de 8 de marzo de 2024.

<sup>63</sup> Presentado con fecha 20 de marzo de 2024, bajo el Rol N° 2682-2024, de la Iltma. Corte de Apelaciones de Santiago, resuelto por sentencia de fecha 4 de octubre del mismo año. Los recurrentes presentaron recurso de apelación respecto de ese fallo ante la Excm. Corte Suprema, bajo el Rol N° 54407-2024, en el cual se confirmó la sentencia apelada, con fecha 27 de noviembre de 2024.

respecto que el consumo de carbón no exhibió un comportamiento distinto al previsto sin la restricción autorizada, por cuanto ésta sólo habilitó a AES Andes para ser remunerada por el valor de su inyección de energía a costo marginal, no correspondiéndole compensaciones por operación a mínimo técnico, costos de partida y detención, o por servicios complementarios<sup>64</sup>.

55. Sin perjuicio de esas razones, en una de las comunicaciones entre las autoridades involucradas, el Ministerio de Energía señaló al Coordinador que, *“en el contexto de las solicitudes de cierre, modificación y desconexión de centrales térmicas, estimamos deseable que, con motivo de la elaboración del informe de seguridad a que se refieren los artículos 33, 34 y 35 del Reglamento de Coordinación y Operación (Decreto Supremo N° 125 del Ministerio de Energía, de 2019) y atendida la información de la que dispone (por ejemplo, stock de combustibles), el Coordinador considere análisis adicionales que permitan mejorar la toma de decisiones de la autoridad y levantar posibles riesgos asociados al retiro de unidades de generación”*<sup>65</sup>. En línea de la anterior recomendación del Ministerio de Energía se pudo constatar que, con fecha 12 de septiembre de 2024, el Coordinador dictó un Procedimiento Interno sobre “Programa de Retiro de las Unidades Generadoras Térmicas Convencionales del Sistema Eléctrico Nacional”<sup>66</sup>. El instrumento explicita criterios generales que debe aplicar dicha entidad para la gestión de solicitudes de desconexión y cese de operaciones de unidades térmicas convencionales, señalando que el *informe de seguridad* de dicha entidad debe considerar el grado de afectación en la operación económica del sistema, pudiendo incluirse, *“(…) el efecto económico del stock de combustibles que se prevé a la fecha del retiro de la instalación y sus recomendaciones al respecto”*<sup>67</sup>.

56. De esta forma, para concluir esta sección, se desprende, en primer término, que la ejecución de la conducta en análisis de AES Andes fue mediada o autorizada por las autoridades competentes, en uso de la facultad conferida en el artículo 72°-18 de la LGSE, eximiéndose a dicho agente del plazo general de 24 meses de aviso previo para la desconexión y el retiro de una central generadora. En segundo

<sup>64</sup> Indicó el Coordinador que, *“la limitación referida es considerada como una restricción propia de la Central Norgener, y por lo tanto, no cumple con los requisitos establecidos en el artículo 168 del DS125/2017. En consecuencia, esto sólo la habilita para ser remunerada por la inyección de su energía a costo marginal y no le corresponden compensaciones por su operación a Mínimo Técnico, Costos de Partida y Detención, y por la prestación de Servicios Complementarios. Por tanto, esto reduce los costos sistémicos a ser remunerados por el resto de los actores del sistema respecto de la situación sin limitación”*. Al respecto, véase: Ibid.

<sup>65</sup> Carta N° 94 del Ministerio de Energía, de fecha 8 de marzo de 2024.

<sup>66</sup> Disponible en: <https://www.coordinador.cl/ desarrollo/documentos/gestion-de-proyectos/retiro-desconexion-o-cese-de-operaciones-de-instalaciones-del-sen/> [Última visita: 27-08-2025].

<sup>67</sup> El nuevo Procedimiento Interno en comento señala, en su punto 4.1, relativo a los contenidos del informe de seguridad, que, *“(…) el Coordinador emitirá un informe dirigido a la CNE con los resultados de sus estudios de seguridad del servicio en el SEN, el grado de afectación en la operación económica de éste y del cumplimiento del acceso abierto a los sistemas de transmisión del mismo. En este análisis el Coordinador podrá incluir el efecto económico del stock de combustibles que se prevé a la **fecha del retiro** de la instalación y sus recomendaciones al respecto”*. La expresión “fecha del retiro” se encuentra destacada en la fuente original.

término, que el mismo Coordinador indicó al Ministerio de Energía que el impacto de la solicitud de cierre anticipado habría sido “acotado” en cuanto al desplazamiento de centrales, pues este efecto se limitó a dos de ellas, también centrales termoeléctricas convencionales, que tenían mayores mínimos técnicos que las unidades de Norgener<sup>68</sup>. Esta situación habría determinado una reducción de sobrecostos para el sistema por dicho concepto y una disminución en los recortes respecto de energías renovables.

57. Sin perjuicio de ello, no puede descartarse que en otros casos o eventos sí puedan generarse mayores impactos en la operación económica del sistema debido a este tipo de conductas, motivo por el cual se considera necesario enfatizar la importancia de la correcta evaluación de estos aspectos por parte del Coordinador al emitir el *informe de seguridad* ante solicitudes de este tipo, al modo en que ello fue explicitado en el nuevo procedimiento interno elaborado sobre la materia, en un contexto donde cabe prever nuevos retiros de centrales termoeléctricas en virtud de los compromisos de descarbonización promovidos públicamente.

### C. Análisis económico

58. Como fue señalado *supra* al abordar los antecedentes de esta conducta referida a la condición de despacho autorizada al complejo Norgener, según la denuncia N° 2, AES Andes habría aprovechado dicha autorización para aumentar el stock de carbón disponible en la cancha y/o adquirirlo a precios superiores a los usuales, en paralelo a que solicitaba anticipar la fecha de desconexión y cierre definitivo del mismo complejo.
59. Para efectos de evaluar la plausibilidad de esta hipótesis, cabe tener presente que si bien AES Andes podía manejar y conocer la fecha en la que presentaba su solicitud y la fecha a la que estaba solicitando adelantar la desconexión y cierre del complejo (31 de marzo de 2024), no podía conocer con certeza otra información relevante para la configuración de la conducta, como es la misma respuesta a su solicitud -en el sentido de si sería aceptada o no- ni tampoco el plazo en que ella se respondería, entendiendo que la normativa no señala uno específico al efecto.
60. Antes de evaluar los plazos asociados a los desembarcos de carbón en la cancha de Norgener, cabe recordar las fechas de los hitos relevantes en la aprobación de la solicitud de anticipación del plazo para la desconexión y cierre del complejo, lo cual sintetiza lo señalado en la sección previa de este informe.

---

<sup>68</sup> Carta DE 01172-24 del Coordinador al Ministerio de Energía, de fecha 29 de febrero de 2024.

**Tabla N° 1.** Resumen de fechas de la aprobación del adelanto en el plazo de cierre de Norgener.

N°	Fecha	Hito
1	07/12/2023	Solicitud AES Andes de anticipación de fecha de desconexión y cierre.
2	29/01/2024	Informe de seguridad del Coordinador (carta DE 00582-24).
3	08/02/2024	Res. Ex. CNE N° 45/24, que autoriza anticipación de plazo solicitada.
4	09/02/2024	Solicitud al Coordinador de despacho priorizado o forzado de AES Andes.
5	16/02/2024	Autorización de inicio del despacho forzado o priorizado de Norgener.
6	31/03/2024	Fecha autorizada por CNE para desconexión y cierre de Norgener.
7	15/04/2024	Fecha de desconexión definitiva de Norgener.

Fuente: Elaboración propia.

61. Teniendo presente tales fechas, a continuación, se describirán aquellas relacionadas con los desembarques de carbón para las centrales del complejo Norgener, que se vincula al puerto o terminal marítimo Electroandina, ubicado en la comuna de Tocopilla, región de Antofagasta<sup>69</sup>. A tal efecto, en primer lugar, cabe señalar que el 2 de octubre de 2023, AES Andes nominó dos *laycans* de carga<sup>70</sup> para ser recepcionados en el rango de fechas entre el 1 y 10 de noviembre de 2023, provenientes de Puerto Drummond, Colombia<sup>71</sup>. El destino preliminar de dicho cargamento era el Terminal Graneles del Norte (en adelante, “TGN”) del puerto de Mejillones, también en la región de Antofagasta. Ambas nominaciones se ratificaron durante el mismo mes señalado<sup>72</sup>.

62. Si bien los mencionados embarques tenían como destino preliminar el TGN del puerto de Mejillones y como plazo estimado de recepción fechas de mediados de noviembre del 2023, esta planificación sufrió modificaciones en cuanto a plazos y puertos de destino, las que se explican por cambios en las rutas de las embarcaciones<sup>73</sup>. De esta forma, el mismo 2 de octubre de 2023 se modificó la planificación para agregar una segunda recalada en el puerto de Tocopilla, región de Antofagasta, distribuyendo la carga entre dicho puerto y el de Mejillones. La inclusión de Tocopilla como puerto de destino, se explicaría en que el complejo Norgener estaba experimentando un mayor despacho durante ese mes de octubre de 2023 y que antes se había provisionado con embarques parciales<sup>74</sup>. Por su parte, los plazos de arribo a dichos puertos sufrieron retrasos, pasando de días cercanos al 20 de noviembre de 2023, hasta un arribo estimado para el 5 o 6 de diciembre de 2023.

<sup>69</sup> La descripción, detalles y fechas de la presente sección, se basan en la respuesta de AES Andes al Oficio Ord. FNE N° 2006, de fecha 5 de diciembre de 2024. De esta forma, salvo indicación expresa en contrario, entiéndase que todas las referencias provienen de lo señalado en dicha respuesta.

<sup>70</sup> El *laycan* de carga es un término de la industria naviera que se refiere al plazo de tiempo en el que un buque puede llegar a un puerto de carga para comenzar a cargar mercancías.

<sup>71</sup> Uno bajo un acuerdo de suministro con [ver [3] en Anexo Confidencial] y otro bajo un contrato de fletamento con [ver [3] en Anexo Confidencial].

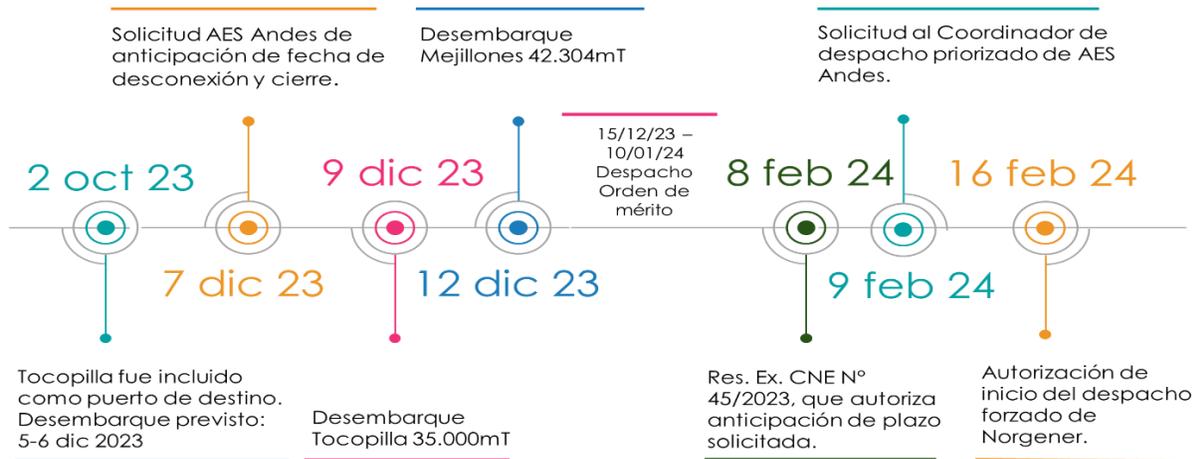
<sup>72</sup> [ver [4] en Anexo Confidencial].

<sup>73</sup> Esto es, las alternativas de viaje a través del Canal de Panamá con sus distintas priorizaciones o servicios, o bien el tránsito por el Estrecho de Magallanes, las cuales implican plazos de transporte disímiles entre sí.

<sup>74</sup> En respuesta de AES Andes al Oficio Ord. FNE N° 2006, de fecha 5 de diciembre de 2024, señala dicho agente que: [ver [5] en Anexo Confidencial].

63. Posteriormente, el 15 de noviembre de 2023 se programó la distribución final de la carga entre los dos puertos de destino: Tocopilla (cancha de Norgener) y Mejillones. En esta nueva configuración, se programó una carga de 35.000 mT para Tocopilla y 42.000 mT para Mejillones, verificándose un nuevo retraso para el desembarque, que fue reprogramado para el 8 de diciembre de 2023.
64. Finalmente, en base a nuevos retrasos, las descargas se terminaron realizando en la segunda mitad de diciembre de 2023, por un total de 77.001,87 mT. Los desembarques se llevaron a cabo entre el 9 y el 12 de diciembre en Tocopilla, con 35.000,9 mT, y entre el 12 y 20 de diciembre de 2023 en Mejillones, con 42.304 mT.
65. De la información expuesta cabe concluir dos hechos relevantes para el análisis:
- (i) Que el cambio de ruta de la nave que incluía al puerto de Tocopilla para un desembarque parcial había sido planificado el 2 de octubre de 2023, siendo éste un cambio de una planificación original que solo incluía al puerto de Mejillones como destino. Es decir, se trata de una fecha separada en más de dos meses respecto de la fecha de ingreso a la CNE de la solicitud para anticipar el plazo para la desconexión y cierre del complejo Norgener, lo que ocurrió el 7 de diciembre de 2023.
  - (ii) En lo que respecta al complejo Norgener, el desembarque parcial de la nave **[ver [6] en Anexo Confidencial]** aumentó en 30.000 toneladas el stock en cancha.
66. Ahora bien, en cuanto al destino de las 30.000 toneladas agregadas a la cancha de Norgener durante el plazo de respuesta a la solicitud de desconexión y cierre de Norgener, cabe señalar que el 76% se utilizó en el despacho por orden de mérito de las centrales del complejo, lo que acaeció entre el 15 de diciembre de 2023 y el 10 de enero de 2024. Así, solo el 24% restante, equivalente a 7.183 toneladas, sería la parte que incrementó de modo efectivo el stock de la cancha que se consumiría posteriormente haciendo uso de la prioridad de despacho autorizada por el Coordinador para cumplir con la fecha de retiro al 31 de marzo de 2024. Los hitos relevantes descritos respecto de los desembarques y plazos de la autorización para el adelanto en la fecha de desconexión y cierre de Norgener, se muestran en la Figura N°1 a continuación:

Figura N° 1. Línea de tiempo hitos relevantes de cierre Norgener y desembarcos en cancha.



Fuente: Elaboración propia.

67. De esta forma, cabe destacar con respecto a la solicitud de AES Andes para priorizar el despacho de carbón remanente en la cancha de Norgener, que alcanzaba un total aproximado de 94.000 toneladas a ese momento, que solo un 24% de ese total se habría sumado por la nave señalada precedentemente, que correspondió a la última embarcación que recaló en el puerto que abastecía la cancha del complejo.

68. Del mismo modo, considerando que AES Andes no podía tener control ni certeza respecto al hecho de aprobarse o no su solicitud de anticipación de plazo para la desconexión y cierre del complejo, como tampoco del plazo en que ello se resolvería, se concluye que el stock remanente del desembarque parcial de la nave [ver [6] en Anexo Confidencial], representó una fracción menor dentro del total, equivalente a 8 días de despacho de la central Norgener en las mismas condiciones técnicas y económicas que existían entre el 15 de diciembre de 2023 y el 10 de enero de 2024. En otros términos, si las centrales de Norgener hubieran continuado despachándose en orden de mérito económico hasta el 18 de enero de 2024, no hubiese existido un remanente de carbón proveniente del desembarque parcial de la nave en cuestión.

69. En conclusión, la decisión de AES Andes de desembarcar 30.000 toneladas en el puerto de Tocopilla (cancha de Norgener), se adoptó con anterioridad a la solicitud de anticipación de fecha para el cierre y desconexión del complejo y se materializó con posterioridad a su aprobación, producto de retrasos que no estaban previstos en la planificación original. Además, la mayor parte del carbón desembarcado se consumió bajo las reglas de despacho económico, no teniendo AES Andes la capacidad de prever el stock de inventario destinado a la quema priorizada o forzada por la condición especial de despacho, ya que desconocía de antemano si la solicitud sería aprobada en los términos en que la solicitó, y tampoco la fecha en que ello ocurriría.

70. Por estas razones, resulta poco plausible atribuir a AES Andes un esquema o conducta estratégica con el fin de generarse un sobrestock de carbón en la cancha de Norgener para consumirlo fuera del despacho económico, valiéndose de la condición forzada de despacho que obtuvo para cumplir con la fecha autorizada para retirar Norgener.

## V. ANÁLISIS DE LOS HECHOS RELACIONADOS A CENTRALES DE ANGAMOS Y COCHRANE

### A. Antecedentes

71. Según lo indicado en la denuncia N° 2, con fecha 29 de diciembre de 2023, las empresas Empresa Eléctrica Cochrane SpA (en adelante, “**Cochrane**”) y Empresa Eléctrica Angamos SpA (en adelante, “**Angamos**”), filiales de AES Andes, reportaron al Coordinador que en el marco de procesos internos de revisión, encontraron errores en las declaraciones de costos de algunos desembarques de combustibles<sup>75</sup>. Según se detalla en la misma denuncia, el error se referiría al concepto de “costo de manejo en cancha”<sup>76</sup> y habría sido causado por una incorrecta aplicación del precio asociado a cada tramo por volumen, el cual correspondía a un tramo por volúmenes inferiores.

72. Con fecha 5 de enero de 2024, el Coordinador solicitó a AES Andes los antecedentes acerca de los errores mencionados, junto con una estimación del impacto en el costo variable de las centrales Cochrane y Angamos<sup>77</sup>. En base a dichos reportes y reuniones técnicas con AES Andes, con fecha 2 de febrero de 2024, el Coordinador informó la situación a la SEC<sup>78</sup>, confirmando la presencia de errores en las declaraciones del período comprendido entre 2018 y 2023<sup>79</sup>. Dentro de ese lapso, estimó el Coordinador que para el período entre 2018 y 2021, el costo variable declarado por las empresas Angamos y Cochrane habría sido, en promedio, 1,8 USD/t menor que el costo real incurrido. Asimismo, para el período entre 2022 y

<sup>75</sup> Carta N° 0306/2023, de Empresa Eléctrica Cochrane SpA, del 29 de diciembre de 2023, asociada al ingreso DE 00024-24 y Carta N° 0304-2023, de Empresa Eléctrica Angamos SpA, del 29 de diciembre de 2023, asociada al ingreso DE 00023-24.

<sup>76</sup> El servicio de manejo en cancha abarca el movimiento de carbón mediante una cinta transportadora hacia la cancha de acopio (“porteo”) y desde esta hacia los silos de la central (“abastecido”). Estos servicios tienen costos variables según los volúmenes movilizados, definidos anualmente a través de un precio base indexado a indicadores económicos.

<sup>77</sup> Además de informar profesionales que participen de una sesión de verificación telemática programada para el 9 de enero de 2024, conforme a lo establecido en el Título 2-6 del Capítulo de Costos Variables de la Norma Técnica de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional. Al respecto, véase: Carta DE 00135-24 de fecha 5 de enero de 2024.

<sup>78</sup> Mediante la carta DE 00634-24.

<sup>79</sup> Al respecto, véase: Acta Sesión de Verificación “Declaración de costos de Embarques Empresa Eléctrica Cochrane y Empresa Eléctrica Angamos”, realizada con fecha 9 de enero 2024.

2023, el costo variable declarado habría sido, en promedio, 1,2 USD/t mayor que el costo real incurrido<sup>80</sup>.

73. La denuncia N° 2 finaliza señalando que el periodo 2022-2023 coincide con un contexto en el que el SEN requirió de una operación forzada por condiciones de seguridad, con un escenario de sequías que se mantuvo al menos hasta la primera mitad de 2023<sup>81</sup>. Por tanto, una hipótesis que podría explicar la conducta de las filiales de AES Andes, podría ser que debido a la mayor proporción de generación forzada de las centrales termoeléctricas Cochrane y Angamos, la empresa habría aumentado unilateralmente el costo declarado durante este período como una estrategia para compensar las pérdidas derivadas de la subdeclaración realizada entre los años 2018 y 2021, cuando la proporción de la generación fuera del orden de mérito económico era menor<sup>82</sup>.

## B. Análisis

74. De modo previo a un análisis de competencia propiamente dicho, cabe señalar que esta División, de conformidad con el principio de coordinación consagrado en la Ley N° 18.575, orgánica constitucional de bases generales de la administración del Estado, ofició a la SEC con el objeto de conocer el estado de tramitación de los antecedentes que habrían sido proporcionados por el Coordinador, según lo expuesto precedentemente. Dicha institución indicó que los antecedentes forman parte del proceso o caso N° 2013326, el cual, a la fecha de la respuesta, seguía en fase de investigación<sup>83</sup>.

75. No obstante, la SEC informó sobre un caso similar ocurrido en el pasado, en que la empresa Cochrane comunicó al Coordinador un error en la declaración del costo de descarga en muelle para tres embarques de carbón. El error consistió en asignar un costo de 15,5 USD/Ton en lugar de 0,41 USD/Ton, debido a la confusión entre dos contratos. En dicha ocasión, la SEC consideró que el error cometido por Cochrane generó un impacto económico sistémico, además de un beneficio para la empresa. Sin embargo, considerando que el error fue detectado, reconocido, e informado por dicho agente, implementando medidas de mitigación, la SEC adoptó las siguientes acciones: (i) no iniciar un proceso administrativo sancionatorio por el incumplimiento del artículo 72°-2 de la LGSE, dado que no hubo intencionalidad y se valoró positivamente la proactividad de la empresa Cochrane; e (ii) instruir al Coordinador para que efectuara las reliquidaciones económicas necesarias para el período

<sup>80</sup> Ibid.

<sup>81</sup> Denuncia N° 2.

<sup>82</sup> Ibid.

<sup>83</sup> Respuesta SEC al Oficio Ord. FNE N° 1318, de fecha 6 de septiembre de 2024.

afectado, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 3°, numeral 36, de la Ley N° 18.410, que crea la SEC.

76. De esta forma, se considera que los hechos descritos, objeto de una investigación por parte de la SEC, están siendo conocidos en una sede en la que se ponderarán los eventuales impactos de los errores descritos y el eventual grado de responsabilidad que les cabe a las filiales de AES Andes en la materia, de conformidad a la normativa sectorial aplicable. En este sentido, la SEC, como entidad encargada de velar por el cumplimiento de la normativa en el sector eléctrico, tiene la autoridad y la capacidad necesarias para analizar en profundidad los hechos y determinar las implicancias de los errores cometidos por las empresas Angamos y Cochrane. Este proceso de investigación permitirá esclarecer la naturaleza del error, así como las posibles responsabilidades y medidas correctivas que puedan ser necesarias para mitigar o eliminar cualquier efecto adverso que haya podido ocasionarse.
77. En consecuencia, los hechos en cuestión tienen un eminente carácter transitorio y no determinan un impacto permanente o irreversible en la dinámica competitiva del mercado de la generación eléctrica. Si bien los errores cometidos por las filiales de AES Andes pudieron afectar el costo de la operación del sistema en un período específico, la situación fue identificada y podría ser corregida oportunamente a través de las herramientas regulatorias de competencia de la SEC.
78. Por las señaladas razones, se concluye que no se ha generado un daño estructural en la dinámica competitiva del mercado ni se han producido alteraciones permanentes en ella. Desde esta perspectiva, las medidas correctivas, la revisión de los costos y las potenciales reliquidaciones que puede ordenar la SEC, permitirían restablecer el equilibrio en las condiciones de mercado, ante lo cual, una intervención adicional de esta Fiscalía no parece justificada.

## VI. CONCLUSIONES

79. En virtud de lo señalado en el presente informe, se concluye que, sin perjuicio de que las centrales Ventanas 2, Norgener, Cochrane y Angamos mantuvieron posiciones de dominio dentro de ámbitos temporales acotados<sup>84</sup>, lo cual les permitió definir los costos del sistema a ser remunerados por los demás actores, no existe evidencia consistente que demuestre que AES Andes haya desarrollado un esquema de patrones de conducta planificados y sostenidos para afectar la dinámica competitiva en los mercados de generación y de sus servicios relacionados.

---

<sup>84</sup> Durante los períodos de julio a septiembre de 2023 y de febrero a abril de 2024, respectivamente, en el caso de las centrales Ventanas 2 y complejo Norgener.

80. En cuanto a las actuaciones de Ventanas 2 en el complejo Ventanas, las mismas se explican principalmente por el incentivo de los agentes económicos en esta industria de maximizar la posibilidad de despacho de todas sus centrales, arbitrando las mezclas de carbón según las distintas condiciones de despacho, limitantes técnicas y otros factores exógenos derivados de la operación del sistema. La normativa aplicable permite dicho ámbito de discrecionalidad, por lo cual sería recomendable que la misma se perfeccionara para limitar el alcance de estos incentivos, particularmente, en el caso de centrales que operan en condiciones de despacho forzado, propendiendo a declaraciones de mezclas que optimicen los costos del sistema<sup>85</sup>.
81. Respecto de las actuaciones relacionadas a la anticipación del cierre y despacho priorizado concedido al complejo Norgener, este informe demostró que la conducta de despachar de modo priorizado o forzado, 94.000 toneladas aproximadas de carbón disponibles en la cancha de acopio de dicho complejo, fue autorizada por los órganos sectoriales respectivos en uso de sus facultades legales. En tal sentido, factores como la cantidad de carbón disponible en stock, la programación de embarques de dicho insumo, las condiciones de operación específicas en el subsistema en que se conecta la central y los efectos en dichas variables respecto del plazo concreto que se solicita para el cierre, deben considerarse en futuros procesos de desconexión y cierre de centrales termoeléctricas, lo que es previsible que seguirá ocurriendo debido al marco de cumplimiento de metas de descarbonización adoptadas por nuestro país.
82. No obstante lo anterior, las conductas de AES Andes no generaron una afectación significativa de la dinámica competitiva de los mercados en que se materializaron. En general, se tradujeron en efectos de alcance acotado que no permitieron observar un esquema deliberado de AES Andes para obtener beneficios económicos indebidos, aumentando los costos para el resto de las centrales aprovechando las condiciones de despacho forzado que le fueron autorizadas. Manifestación de ello es que, por ejemplo, en el caso de las centrales Cochrane y Angamos, haya sido la propia investigada quien reportó los errores de declaración, lo cual implicó la activación del procedimiento respectivo ante la SEC, la cual podría determinar una reliquidación de eventuales flujos indebidamente imputados en favor de AES Andes.

---

<sup>85</sup> En tal sentido consta que el Coordinador, con fecha 25 de enero de 2024, formuló una propuesta de modificación normativa (CD00006-24) al Ministerio de Energía, por la cual se recomendó modificar la Norma Técnica de Coordinación y Operación del Sistema en el sentido de, *“reducir eventuales espacios de discrecionalidad al momento de declarar el costo del carbón térmico y las mezclas que son utilizadas para la programación de la operación, y que impactan finalmente en los pagos laterales y determinación de costos marginales de energía”*.

83. En definitiva, en consideración de lo anteriormente expuesto, se sugiere al Sr. Fiscal Nacional Económico disponer el archivo de los antecedentes de la presente Investigación, salvo su mejor parecer. Lo anterior, sin perjuicio de las facultades de esta Fiscalía de seguir velando por la libre competencia en este mercado y de la posibilidad de analizar la apertura de una investigación, en caso de contar con nuevos antecedentes que así lo ameriten.

Saluda atentamente a usted,

**GASTÓN PALMUCCI**  
**JEFE DE DIVISIÓN ANTIMONOPOLIOS**  
**Fiscalía Nacional Económica**  
**Incorpora Firma Electrónica Avanzada**

ADS/SLS/JCA