

En lo principal, presenta discrepancias; en el primer otrosí, acompaña documentos; en el segundo otrosí, indica domicilio para efectos de practicar notificaciones; en el tercer otrosí, acredita personería; y, en el cuarto otrosí, patrocinio y poder.

HONORABLE PANEL DE EXPERTOS

Hugo Jacques J. Vits, ingeniero civil químico, en representación, según se acreditará, de El Pelicano Solar Company SpA (“El Pelicano”), sociedad del giro de generación eléctrica, ambos domiciliados para estos efectos en calle Lota 2257, oficina 803, comuna de Providencia, al Honorable Panel de Expertos (“H. Panel”) de la Ley General de Servicios Eléctricos¹ (“LGSE”) respetuosamente digo:

En virtud de la representación que invisto, estando dentro de plazo y de conformidad con lo dispuesto por los artículos 72-8°, 208° (inciso segundo) y 212-2° de la LGSE; lo dispuesto en el artículo 31 inciso segundo del Reglamento del H. Panel² y los artículos 44, 45, 58, 59 y demás disposiciones pertinentes del Reglamento de la Coordinación y Operación (“Reglamento”) ³ del Sistema Eléctrico Nacional (“SEN”), por medio del presente escrito se discrepa en contra de determinados actos de coordinación de la operación del SEN (“actos discrepados”), contenidos en la Carta DE 06002-23, de 27 de diciembre de 2023, del Coordinador Eléctrico Nacional (“Coordinador” o “CEN”), domiciliado en Avenida Parque Isidora 1061, comuna de Pudahuel, Santiago.

ÍNDICE

I. MATERIAS DISCREPADAS Y ADMISIBILIDAD FORMAL DE LAS DISCREPANCIAS.....	2
II. ANTECEDENTES	2
III. DISCREPANCIAS.....	11
III.1. Estricta aplicación del artículo 45 del Reglamento a los ajustes de generación aplicados a la Central Pelicano en la programación de la operación del SEN y en la OTR desde el 15 de noviembre de 2023 en adelante.....	11
III.2. Información metodológica y de bases de datos, solicitadas por El Pelicano al Coordinador, al tenor de lo dispuesto en la LGSE y el Reglamento, no estuvo disponible oportunamente (ex ante) cuando se requería para poder reproducir los cálculos del Coordinador y, en su caso, objetar su aplicación en la OTR. A su vez, la información extemporáneamente entregada tampoco permite reproducir los cálculos del Coordinador.....	35

¹ Contenida en el Decreto con Fuerza de Ley N°4/2018 del Ministerio de Economía que fijó el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N°1, del Ministerio de Minería, de 1982.
² Decreto Supremo N°44, de 2017, del Ministerio de Energía.
³ Decreto Supremo N°125, de 2017, del Ministerio de Energía.

I. MATERIAS DISCREPADAS Y ADMISIBILIDAD FORMAL DE LAS DISCREPANCIAS

Las discrepancias presentadas cumplen con todos los requisitos exigidos por la LGSE y demás normativa sectorial para admitirlas a tramitación, por lo cual solicito al H. Panel que sean declaradas admisibles, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 210 literal b) de la LGSE y en el artículo 32 del Reglamento del H. Panel.

De acuerdo con el artículo 208°, inciso segundo, de la LGSE, deben ser sometidas a dictamen del H. Panel las discrepancias que se susciten entre el Coordinador y las empresas coordinadas en relación con los procedimientos internos, instrucciones y cualquier otro acto de coordinación de la operación del sistema y del mercado eléctrico que emanen del Coordinador, en cumplimiento de sus funciones.

En el presente caso, las discrepancias se presentan respecto de determinados actos de coordinación de la operación del SEN, contenidos en la Carta DE 06002-23, del Coordinador, de fecha 27 de diciembre de 2023, dictados en el cumplimiento de sus funciones.

Por su parte, el artículo 31, inciso segundo, del Reglamento del H. Panel establece que las discrepancias que se susciten entre el Coordinador y las empresas sujetas a su coordinación deberán presentarse dentro del plazo de 15 días hábiles, contado desde la comunicación del acto de coordinación de que se trate.

En este caso, los actos de coordinación en contra de los cuales se discrepa fueron comunicados a El Pelicano mediante la referida Carta DE 06002-23, de 27 de diciembre de 2023, suscrita por el señor Rodrigo Espinoza V., Gerente de Operación del Coordinador y comunicada ese mismo día a El Pelicano.

En consecuencia, la presente discrepancia se ha presentado dentro del plazo de 15 días hábiles, el cual vence este 18 de enero de 2023.

II. ANTECEDENTES

II.1. Contexto de la discrepancia.

El Pelicano es propietario de la central PFV El Pelicano ("Central" o "Central Pelicano"), de tecnología solar fotovoltaica, de 108 MW de potencia máxima, ubicada en la comuna de La Higuera, Región de Coquimbo.

La Central Pelicano es una de las instalaciones de generación a las que el Coordinador suele instruir un ajuste de su generación a la baja, cuando no existe capacidad de colocación suficiente para todas las centrales de generación con igual costo variable.

Esto ocurre **como consecuencia de la aplicación del artículo 45 del Reglamento** que, tal como señaló el H. Panel en su dictamen N°45-2023, define una regla para seleccionar la solución del programa de optimización, en la eventualidad de que el algoritmo entregue múltiples soluciones factibles con igual valor de función objetivo,

como consecuencia de la presencia de múltiples centrales de igual costo variable, sin que todas ellas puedan ser completamente despachadas⁴.

Durante los últimos meses, dicha situación ocurre prácticamente a diario y en montos cada vez mayores.

En efecto, el siguiente gráfico da cuenta del recorte mensual de energía que se ha aplicado a la Central Pelicano en los últimos dos años. Dicha imagen ilustra con claridad que, a partir del mes de junio de 2023, el recorte de energía aumentó de forma considerable y sostenida hasta valores que exceden el 40% de la energía disponible esta Central, con una leve disminución en el mes de diciembre de 2023 a 37.9%. Para El Pelicano, los recortes mensuales aplicados durante el año 2023 son muy superiores a los recortes mensuales correspondientes a los mismos meses del año 2022 y tienen impactos económicos y financieros relevantes.

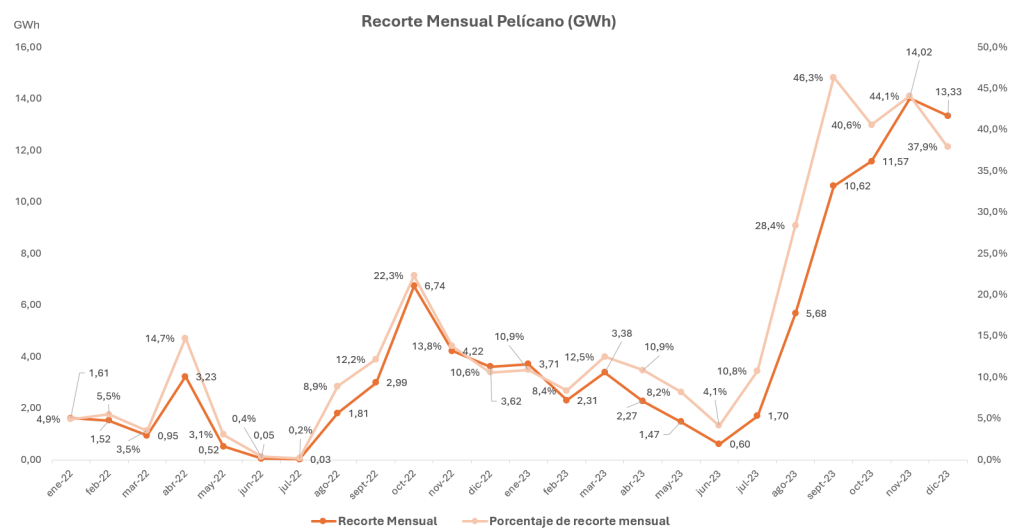


Figura N°1: Recorte de energía mensual aplicado por el Coordinador a la Central Pelicano. (Fuente: elaboración propia).

Lo anterior implica que **la Central Pelicano es programada** (en el día D-1) **por el Coordinador** para que una parte de su potencia máxima no sea inyectada al SEN, es decir, para que inyecte menos de lo que podría inyectar en función de su Potencia disponible en el día D.

Adicionalmente, el Coordinador, durante la operación en tiempo real (“OTR”), que ocurre en el día D, suele ajustar de nuevo y, generalmente, a la baja la “Potencia Generada”⁵ de la Central.

Esto implica que con frecuencia la programación de la operación desarrollada por el Coordinador para el día D-1 no se cumple en el día D, existiendo por tanto una **desviación entre la “Potencia instruida en programa”⁶ y la “Potencia instruida**

⁴ Dictamen N°45-2023, de fecha 24 de octubre de 2023, p. 99.
⁵ Entendemos por **Potencia Generada** aquella potencia inyectada al sistema durante la operación. Inodú (2024; p. 4).
⁶ Entendemos por **Potencia instruida en programa** la instrucción de despacho definida en el programa de operación del Coordinador un día antes de la operación. Inodú (2024, p. 4).

en tiempo real⁷”, situación que ha implicado en diversidad de días nuevamente una menor Potencia instruida en tiempo real para la Central Pelicano.

El siguiente gráfico ilustra esta situación con absoluta claridad. En él se observa el vertimiento diario de energía, resultante de la desviación entre la energía programada por el Coordinador, representada por la curva celeste, y el vertimiento efectivamente ocurrido durante la OTR, representado por la curva naranja, entre los días 24 de noviembre y 31 de diciembre, ambos de 2023.

La curva naranja representa magnitudes de recorte de energía mayores que la curva celeste y eso significa que el vertimiento de la Central Pelicano que se produce durante la OTR (día D) es, prácticamente todos los días, mayor al que el Coordinador consideró al realizar la programación de la operación (día D-1).

Por su parte, la curva verde corresponde al recorte de potencia declarado por el Coordinador en el reporte Reducciones de energía eólica y solar en el SEN, de noviembre y diciembre de 2023⁸ y, por tanto, muestra que el Coordinador declara una prorrata de vertimiento de la Central Pelicano que suele ser significativamente menor a la prorrata efectivamente aplicada a dicha Central durante la OTR.

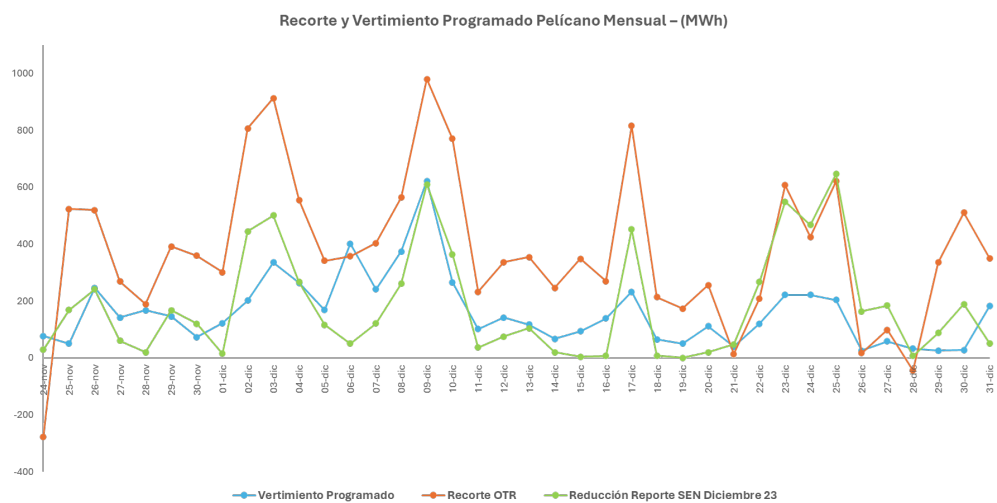


Figura N°2: Recorte efectivo y vertimiento programado (Potencia vertida programada del informe inodú) aplicado por el Coordinador a la Central Pelicano, en la programación de la operación y durante la OTR (Fuente: elaboración propia).

Además, existe evidencia de que el aumento incremental del recorte de generación que afecta a la Central Pelicano durante la OTR es una situación que no se verifica de forma equitativa, pues otras centrales de igual costo variable no han sufrido un aumento incremental de sus recortes de generación.

Muy por el contrario, centrales con el mismo costo variable de la Central Pelicano y emplazadas en la misma zona, han tenido prorratas negativas, es decir, aumento de su despacho respecto de lo programado; mientras que la Central Pelicano ha

⁷ Entendemos por **Potencia instruida en tiempo real** la instrucción de despacho en tiempo real reportada a través de los registros de instrucciones de operación. Inodú (2024, p. 4).
⁸ Disponible en: www.coordinador.cl/operacion/documentos/resumen-de-reduccion-de-energia-eolica-y-solar-durante-la-operacion-en-tiempo-real/2023-resumen-de-reduccion-de-energia-eolica-y-solar-durante-la-operacion-en-tiempo-real/ [última visita: 18 de enero de 2024].

aumentado su prorrata de vertimiento, es decir, ha sufrido una reducción de su despacho respecto de lo programado.

A modo ilustrativo, según lo consigna el Informe “Análisis de Vertimiento en el SEN” desarrollado por inodú⁹, el **17 de noviembre de 2023**, después de haberse definido una repartición equitativa de la “Potencia vertida programada¹⁰”, posteriormente, el vertimiento efectivo de potencia en la zona de la S/E Don Héctor fue repartido de manera no equitativa respecto a la potencia máxima de las unidades de generación solar fotovoltaicas emplazadas en esa zona. Coincidentemente, las instrucciones de operación registradas en el Registro de Instrucciones de Operación (“RIO”) tampoco contribuían a una asignación equitativa del vertimiento.

Así, señala el Informe inodú que¹¹:

“(…) A las 13 horas, el vertimiento en OTR estimado según la potencia máxima de las centrales El Romero, El Pelicano y La Huella fue de -20%, 8% y -16% respectivamente, considerando el Perfil Centralizado como referencia”.

La siguiente Figura N°3 expresa lo ocurrido ese día, en la OTR de la zona correspondiente a la S/E Don Héctor:

⁹ Página 24.

¹⁰ Entendemos por **Potencia vertida programada** la diferencia entre la Potencia disponible en el programa y la Potencia instruida en el programa. Inodú (2024, p. 4).

¹¹ Página 24.

Despacho programado, real e instrucciones registradas por CDC hacia centrales de S/E Don Héctor

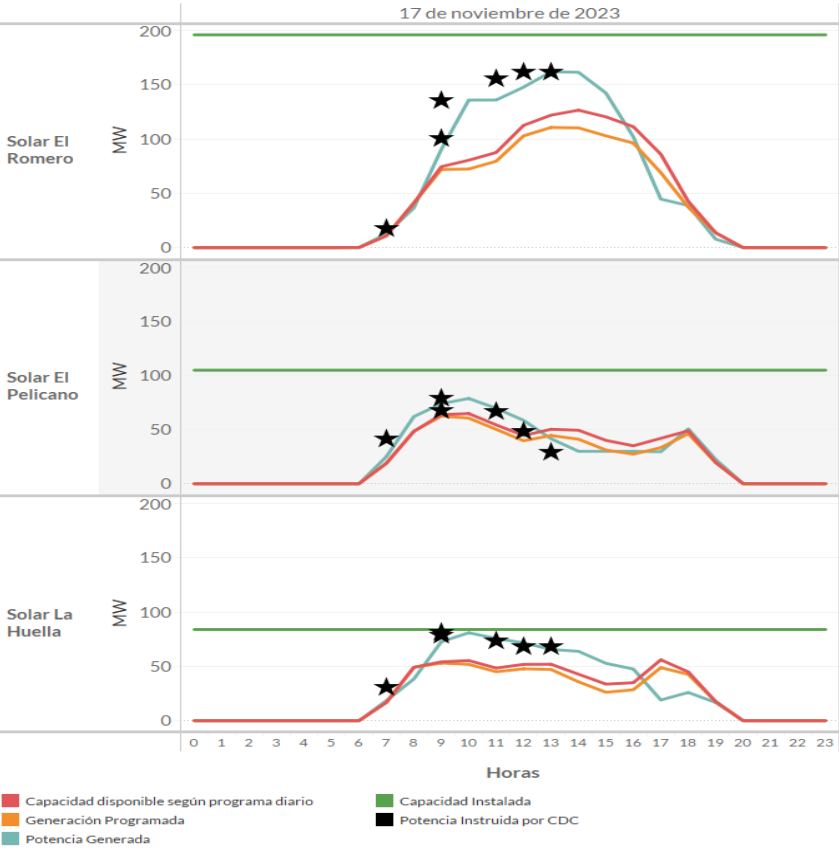


Figura N°3: Desviación no equitativa entre la Potencia instruida en Programa y la Potencia instruida en tiempo real (Fuente: informe inodú; enero de 2024; p. 24).

El Pelicano ha observado que estas asignaciones, no equitativas, se deben a un efecto combinado de errores en la programación de la operación del SEN y errores en la ejecución de la OTR, lo cual no corresponde a un caso aislado, según lo exponemos al desarrollar las categorías de errores identificados con ocasión de la aplicación de los artículos 45 y 58 del Reglamento, entre otros y la aplicación del propio Procedimiento Interno Prorrata de Generación de Centrales de Igual Costo Variable, de julio de 2023, del Coordinador (“PI Prorrata”).

Y esto es relevante para El Pelicano (porque reduce el despacho de su Central), pero, asimismo, lo es para todos los Coordinados del mercado eléctrico nacional porque **la desviación de la OTR constituye un incumplimiento de lo dispuesto en el artículo 58 del Reglamento**, según el cual “[l]os resultados de la programación de la operación deberán ser utilizados por el Coordinador para la operación en tiempo real de las instalaciones sujetas a coordinación”.

Y si bien podría ser eventualmente comprensible una desviación acotada, lo que ha observado El Pelicano es una desviación de la OTR respecto de la programación de la operación del SEN en magnitudes muy relevantes y asignadas no equitativamente, como lo indica la Figura N°2 precedente.

Por otro lado, **El Pelicano ha observado que los ajustes de la Potencia instruida en tiempo real, ordenados por el Coordinador a la Central Pelicano, están sobredimensionados respecto a los ajustes de Potencia instruida en tiempo**

real que aplica a otras centrales de generación en relación con lo planificado en la programación de la operación.

Según exponemos con más detalle en la Sección III.1.2., así ocurrió los días 2, 3 y 8 de diciembre de 2023, según lo consigna en detalle el Informe inodú¹², en donde puede observarse que, si bien la programación de la operación instruyó una prorrata generalizada durante el horario solar, calculando equitativamente vertimiento a centrales hidroeléctricas de pasada, solares y eólicas; en la OTR correspondiente a esos días se constatan graves desviaciones respecto de dicha programación, toda vez que:

- (i) La generación hidroeléctrica de pasada y eólica aumentaron en la OTR respecto a lo programado; y,
- (ii) La generación solar disminuyó en la OTR respecto a lo programado.

Todos esos casos constituyen incumplimientos de la regla del artículo 45 del Reglamento, según la cual frente a la imposibilidad de despachar toda la generación disponible y ante la existencia de más de una instalación de generación con igual costo en el listado de prioridad de colocación “(...) *la generación de las mismas deberá ser ajustada por el Coordinador a prorrata de la potencia máxima de dicha centrales o unidades generadoras, hasta alcanzar la capacidad de colocación máxima, considerando las características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas*”.

A medida que El Pelicano fue obteniendo evidencia de los incumplimientos normativos que se producían cuando el Coordinador ajustaba, de modo no equitativo, la generación de centrales de igual costo variable en la OTR, **la fue compartiendo con el Coordinador.**

Con esto, El Pelicano, en un ánimo constructivo, buscó comprender las razones y el procedimiento que sigue el Coordinador para concluir que hay centrales de costo variable igual a cero (como Central El Pelicano), cuya generación no es ajustada o reducida en proporción a sus respectivas potencias máximas.

Las interacciones con el Coordinador se extendieron, al menos, desde el mes de septiembre al mes de diciembre, ambos del año 2023, y comprendieron el envío de correos electrónicos con evidencia concreta de errores en la aplicación del artículo 45 del Reglamento y peticiones de información para lograr reproducir los cálculos del Coordinador; reuniones para discutir la aplicación de dicha norma; y, el envío de cartas en donde se objetaron los ajustes de generación realizados por el Coordinador a la Central Pelicano.

Asimismo, se solicitó información para establecer correctamente el cálculo del ajuste de generación y se solicitó aplicar el ajuste de generación correcto a la Central Pelicano para, de esa manera, contar con un correcto balance de

¹² Página 11.

transferencias económicas de energía (“Cartas Pelicano”)¹³.

Las respuestas del Coordinador no lograron disipar las dudas de El Pelicano y, por el contrario, confirmaron nuestro entendimiento de que el Coordinador ha estado aplicando -y sigue aplicando- de forma incorrecta el artículo 45 del Reglamento.

Como se expondrá en detalle *infra*, a esta fecha sigue siendo desconocido para El Pelicano parte relevante de la metodología de cálculo de las prorratas de vertimiento (por ejemplo, cómo se obtienen y justifican los datos de entrada y restricciones considerados en el programa Plexos), la base de datos y los procedimientos utilizados por el Coordinador que permitan reproducir el valor del ajuste de generación que corresponde aplicar a la Central Pelicano, a la luz de la regla del referido artículo 45.

Esta circunstancia se hizo evidente con ocasión de la emisión, por parte del Coordinador, del Informe de Valorización de Transferencias Económicas del mes de noviembre de 2023, en su versión preliminar (“IVTE Preliminar nov 23”)¹⁴.

Dicho IVTE fue observado por El Pelicano para hacer presente que el recorte a la producción de energía de la Central, durante el mes de noviembre de 2023, según sus estimaciones, debía ser del orden de 6.340 MWh en vez de los 14.018 MWh aplicados por el Coordinador (casi 7.700 MWh de diferencia), por lo que solicitó aplicar, en lo sucesivo y hasta no disponer del algoritmo empleado por el Coordinador para aplicar la regla del artículo 45 del Reglamento, una prorrata no superior a 6.340 MWh¹⁵.

La respuesta del Coordinador fue, lisa y llanamente, que esto se encontraba *“fuera del ámbito de balance de transferencias de energía”*¹⁶.

Como puede apreciar este H. Panel, **El Pelicano ha buscado por distintos medios, y durante un periodo de tiempo prolongado, obtener la información necesaria y suficiente que permita a él y a cualquier Coordinado reproducir los cálculos efectuados por el Coordinador a la luz de la regla del artículo 45 del Reglamento, a la vez que también intentó que se corrigiera el IVTE de noviembre de 2023** que es, en definitiva, en donde la incorrecta aplicación del artículo 45 del Reglamento tuvo un efecto material perjudicial gravísimo para El Pelicano, afectando el derecho legal, consagrado en el artículo 149° de la LGSE, a vender su energía a través del mercado eléctrico de corto plazo del SEN.

Uno de los últimos episodios que motiva esta presentación, fue la recepción de la carta del Coordinador DE 06002-23, de fecha 27 de diciembre de 2023, en donde el Coordinador rechazó corregir los errores identificados por El Pelicano, como

¹³ Cartas de El Pelicano al Coordinador, enviadas entre el 15 de noviembre de 2023 y el 7 de diciembre de 2023.

¹⁴ Comunicado a El Pelicano a través de la Carta DE 05766-23, de fecha 14 de diciembre de 2023.

¹⁵ Carta PE 23069 de El Pelicano al Coordinador, de fecha 19 de diciembre de 2023.

¹⁶ Respuesta del Coordinador a observaciones de El Pelicano al IVTE Preliminar de noviembre de 2023.

también proporcionar toda la información técnica solicitada ("Carta CEN DE 06002-23").

Lo anterior tiene como efecto directo que, en tanto no se acojan las discrepancias presentadas en este escrito, las situaciones de incumplimiento normativo en que ha incurrido el Coordinador no serán subsanadas y se mantendrán en el tiempo, infringiendo las reglas contenidas en los artículos 45, 58, 59 y 117, letras a) y d) del Reglamento, como consecuencia de todo lo cual se infringe el derecho de El Pelicano a inyectar su energía en el SEN, garantizado en el artículo 149° de la LGSE.

II.2. Cartas Pelicano y Carta CEN DE 06002-23.

Entre el 15 de noviembre y el 7 de diciembre, ambos de 2023, El Pelicano presentó diariamente solicitudes fundadas al Coordinador (las Cartas Pelicano), acompañándole evidencia de casos en que no se estaba dando aplicación estricta al artículo 45 del Reglamento, solicitándole reiteradamente:

(i) Que corrigiera el ajuste de generación aplicado a la Central Pelicano en la programación y operación del SEN, correspondiente a los días comprendidos entre el 15 de noviembre y el 7 de diciembre de 2023, por no dar aplicación a la norma contenida en el artículo 45 del Reglamento; pidiéndole concretamente que aplicara correctamente a su Central el referido artículo 45 para su programación y operación a partir del 15 de noviembre de 2023 y en los días sucesivos; y

(ii) Que proporcionara a El Pelicano:

- (a) la metodología de cálculo de la prorrata de vertimiento;
- (b) las bases de datos;
- (c) los procedimientos utilizados; y
- (d) los resultados que permitieran determinar la cuota de ajuste de generación aplicada a la Central Pelicano.

Esta información se solicitó al Coordinador con el objeto de verificar que el ajuste de energía de la Central Pelicano fuese consistente con el ajuste de generación aplicado a otras centrales de generación, de igual costo variable de generación, a la luz de la norma del artículo 45 del Reglamento.

Por su parte, el Coordinador mediante la carta DE 06002-23, de 27 de diciembre de 2023, rechazó las solicitudes de El Pelicano, señalando, en síntesis¹⁷:

(a) Que los ajustes de generación aplicados a Central Pelicano sí cumplirían con la norma del artículo 45 del Reglamento; agregando que existía una serie de centrales hidráulicas que han informado restricciones operativas que no les permiten variar su generación, particularmente durante el día, producto de restricciones de riego o condiciones que afectan la seguridad de las personas;

¹⁷ Páginas 1 y 2.

(b) Que, para aplicar reducciones de generación cada vez más precisas en un contexto de operación del SEN variable y dinámico, se adaptó y automatizó el proceso de cálculo de las prorratas; y

(c) Que, a pesar de las adecuaciones realizadas hasta el momento, la variabilidad de las condiciones de la operación en tiempo real *“conspiran contra un cumplimiento sistemático de una distribución matemáticamente precisa de reducciones entre las unidades de generación del sistema”*.

Posteriormente, el **29 de diciembre de 2023**, mediante la Carta DE 0683-23 (“Carta CEN 29/D”) el Coordinador remitió a El Pelicano un archivo excel, indicándole que en ese documento:

“(…) podrá encontrar los valores de Potencia Máxima del parque que puede ser objeto de reducciones, de tal forma que dependiendo de la hora del día correspondiente, pueda obtener los factores aplicable tanto en el proceso de programación, como en la operación en tiempo real, para asignar las reducciones de generación que correspondan. El factor respectivo, para cada parque, se obtiene de la división entre la Potencia Máxima de cada parque y la suma de las Potencias Máximas de todos los parques que son objeto de reducciones (…)

Anticipamos a H. Panel que estas respuestas del Coordinador, notoriamente extemporáneas, en ningún caso han proporcionado la integridad de la información técnica solicitada por El Pelicano hace dos o tres meses atrás (desde inicios de octubre de 2023), afectando naturalmente su derecho a observar y objetar oportunamente las prorratas de vertimiento consideradas en la programación de la operación, su posterior aplicación no equitativa en la OTR y, posteriormente, la posibilidad de objetar informadamente el IVTE de noviembre de 2023.

Además, las respuestas del 27 y 29 de diciembre de 2023, en ningún caso proporcionaron la información técnica que permita reproducir matemáticamente los cálculos del Coordinador para determinar los valores de prorrata efectivamente aplicadas a la Central El Pelicano a la luz del artículo 45 del Reglamento, **toda vez que sigue siendo desconocido** porque el valor del Coordinador de la prorrata efectivamente aplicada a El Pelicano es mucho mayor a la prorrata calculada por mi representada y cómo se calcula el porcentaje de vertimiento que resulta aplicable a central generadora respecto del vertimiento total de energía en la OTR.

A partir de los enlaces remitidos por el Coordinador no es posible hacer los cálculos resultantes del programa Plexos, porque se desconocen los fundamentos y ajustes posteriores, efectuados por el Coordinador, que expliquen, por qué en la programación de la operación sí figura aplicada la prorrata de vertimiento a las centrales hídricas de pasada y, cómo seguidamente, en la OTR no se aplica esa prorrata a dicha categoría de centrales.

En suma, el Coordinador no ha hecho entrega de la información técnica solicitada, en términos de ser ella completa, de calidad, exacta y oportuna, como lo exige el artículo 72°-8 de la LGSE respecto de los Sistemas de Información Pública del

Coordinador, más allá de indicar que *“los resultados se publican en el sitio web del Coordinador y quedan respaldados en los Registros de Instrucciones de Operación”*.

La remisión de enlaces y el archivo excel, efectuada por el Coordinador, mediante la Carta 29/D, **en caso alguno permiten reproducir los cálculos del Coordinador** que expliquen la racionalidad matemática, a la luz de la regla de artículo 45 del Reglamento, de los valores de Potencia instruida en programa y Potencia instruida en tiempo real que se ha aplicado a la Central El Pelicano, desatendiéndose de esa manera las reglas de los artículos 72-8° y 212-2° de la LGSE, en concordancia con lo dispuesto en el artículo 59 del Reglamento.

En contra de esos actos de coordinación de la operación del SEN se presentan las siguientes discrepancias.

III. DISCREPANCIAS.

III.1. Estricta aplicación del artículo 45 del Reglamento a los ajustes de generación aplicados a la Central Pelicano en la programación de la operación del SEN y en la OTR desde el 15 de noviembre de 2023 en adelante

III.1.1. Forma en que se debe realizar el ajuste de la generación de unidades generadoras con igual costo, de conformidad con el artículo 45 del Reglamento

III.1.1.1. Normativa aplicable.

El Capítulo I del Título III del Reglamento regula la programación de la operación del SEN.

En particular, su artículo 36 dispone que el Coordinador debe efectuar *“la programación de la operación de las instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional, proceso mediante el cual se optimiza y programa el uso de las instalaciones del sistema eléctrico sujetas a su coordinación”*.

Dicho proceso, debe ser desarrollado por el Coordinador en base a modelos matemáticos y metodologías que deben ser transparentes y públicos, conforme a lo establecido en los artículos 43 y 59 del Reglamento. Y, según lo dispuesto en el artículo 58 del Reglamento, los resultados de la programación deben ser utilizados por el Coordinador para la OTR.

El artículo 45 del Reglamento define una regla que el Coordinador debe aplicar en el evento que exista más de una instalación de generación con igual costo considerada en el listado de prioridad de colocación y en la medida que no exista capacidad de colocación para todas ellas.

Esta es la regla que el Coordinador no aplica de forma correcta y que motiva esta discrepancia.

Conforme la referida norma, la generación de las instalaciones de generación de igual costo “*deberá ser ajustada por el Coordinador a prorrata de la potencia máxima de dichas centrales o unidades generadoras, hasta alcanzar la capacidad de colocación máxima, considerando las características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas*”.

Por su parte, el artículo 57 del Reglamento señala que, a partir de los resultados de la programación, el Coordinador debe establecer el listado de prioridad de colocación, el que deberá definir el orden creciente de colocación de las centrales o unidades de generación y de sistemas de almacenamiento, de menor a mayor costo de producción, así como el nivel de generación de cada una de estas instalaciones.

En consecuencia, **la programación que realiza el Coordinador define qué centrales serán despachadas y cuánta potencia podrán despachar**. En otras palabras, **el Coordinador define cuál será la participación de las centrales en el balance de transferencias económicas de energía**.

Ahora bien, como parte del proceso de programación de la operación, **la aplicación de la regla del artículo 45 del Reglamento supone:**

- (i) **Determinar la magnitud total de Potencia** instruida en programa, procedente de centrales de generación o sistemas de almacenamiento **con igual costo variable**, en función del tiempo, **que debe ser ajustada a la baja hasta alcanzar la capacidad de colocación máxima**, considerando las características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas;
- (ii) **Determinar el factor de prorrata de reducción de potencia de cada una de dichas centrales atendida su respectiva potencia máxima**, en función del tiempo, con el cual determina la Potencia instruida en tiempo real para cada una de ellas y, en consecuencia, determina la reducción de potencia respecto de la Potencia disponible¹⁸;
- (iii) **Aplicar dicha programación de ajuste de generación para la OTR**, según lo ordenado por el artículo 58 del Reglamento.

Y, **para la etapa de OTR**, el Coordinador, en la Sección 8 de su PI Prorrata¹⁹, definió que **se realizará un recálculo del ajuste o reducción de generación que se haya programado** cuando se presente alguno de los siguientes casos:

“a. Ejecución de un reprograma en la OTR, para efectos de adaptar el parque generador a las condiciones reales y previstas del sistema, bajo lo cual se justifique adaptar la prorrata vigente.

¹⁸ Entendemos por **Potencia Disponible** aquella potencia disponible durante la operación, acorde a la disponibilidad del recurso renovable primario. Inodú (2024; p. 4).

¹⁹ La sección 8 del PI Prorrata se refiere al recálculo o actualización de reducciones de generación de unidades con costo cero ya ejecutada, es decir, en el marco de la OTR.

b. Cambios en la potencia disponible en plantas de generación de energía renovable variable con costo cero, detectados según señal Sitr del SCADA, cuyo monto total de variación y duración de la misma, permita efectuar el recálculo y ejecución efectiva por parte del CDC [Centro de Despacho y Control del Coordinador]”.

III.1.1.2. Declaraciones del Coordinador que dan cuenta de la incorrecta aplicación de la normativa.

Según se ha expuesto, **el Coordinador aplica estas reglas de forma incorrecta y ello nos consta no solo por los resultados de la programación que desarrolla y su posterior aplicación de la OTR, sino también por sus declaraciones**, algunas de las cuales mencionaremos a continuación.

- i. El Coordinador no considera la potencia máxima para realizar el ajuste de generación cuando la Central está disponible para despachar la totalidad de su potencia.

El 22 de septiembre de 2023²⁰ se consultó al Coordinador por qué el día 10 de septiembre de 2023, la Central Pelicano despachó menos Potencia Generada que la central La Huella, en circunstancias que, al ser ambas centrales de igual costo y la Central Pelicano de mayor potencia máxima, su ajuste de generación debía ser en función de su potencia máxima y, por tanto, el nivel de Potencia generada de la Central Pelicano debió ser mayor que la Potencia generada por la central La Huella.

El 11 de octubre de 2023²¹ el Coordinador respondió que la prorrata por ajuste de generación se aplica cuando las plantas aun no alcanzan el 100% de su capacidad máxima y que ello hace que *“a pesar de aplicar la reducción a prorrata de las potencias máximas -conforme lo establece al Art. 45-, algunas plantas quedan ajustadas a un nivel que no necesariamente es equivalente a su capacidad máxima menos la instrucción de reducción resultante de aplicar la prorrata correspondiente”*.

Esto da cuenta de que **el Coordinador no aplicó el ajuste de generación en función de la potencia máxima de ambas centrales, porque si lo hubiera considerado así, la sola distancia numérica de los valores de potencia máxima de ambas centrales haría imposible que La Huella (85 MW) terminase inyectando más Potencia generada que la Central El Pelicano (108 MW)**.

Desconocemos si ello es porque el Coordinador aplicó la prorrata sobre una potencia distinta de la potencia máxima de cada central²² o porque consideró

²⁰ Correo electrónico de Hugo Vits, de El Pelicano, a Patricio Valenzuela, Rodrigo Espinoza y Ernesto Huber, todos del Coordinador, de fecha 22 de septiembre de 2023.

²¹ Correo electrónico de Patricio Valenzuela, del Coordinador, a Hugo Vits, de El Pelicano, de fecha 11 de octubre de 2023.

²² El propio Coordinador, al abordar una consulta a la versión preliminar del PI Prorrata referente a qué se entendía por “potencia máxima” en el contexto del ajuste de generación (si era la capacidad instalada o la potencia máxima disponible que se está produciendo al momento de aplicar la prorrata), estableció claramente que la prorrata se realiza de acuerdo con la potencia máxima de las unidades de generación que están inyectando al momento de aplicar la reducción, y que el término

pronósticos erróneos.

Pero lo que sí sabemos es que esto genera un perjuicio relevante a El Pelicano porque implica sub dimensionar su Potencia instruida en tiempo real durante la OTR y, como consecuencia de ello, limitar arbitrariamente la Potencia generada que tiene derecho a inyectar al SEN, lo que posteriormente corresponde que se vea reflejado en el balance de transferencias económicas de energía.

- ii. El Coordinador aplica un criterio arbitrario para decidir cuándo realiza un reajuste de la generación durante la OTR.

El 13 de diciembre de 2023²³ se consultó al Coordinador por la OTR de ciertas centrales y sus niveles de despacho.

El 14 de diciembre de 2023²⁴ el Coordinador respondió que, al momento de aplicar la reducción de generación, las centrales estaban sin recurso para generar, pero que durante el día se hacían ajustes a la reducción de generación conforme el recurso disponible y las condiciones del sistema *“a menos que sea una variación menor que no afecta la frecuencia y cuyo ajuste no resulta aplicable en la práctica”*.

Para ejemplificar lo irrelevante que sería, a juicio del Coordinador, realizar un ajuste de la reducción de generación, señaló que *“una reducción de solo 100 MW implica registrar e instruir a un conjunto de 184 centrales, de las cuales 111 les correspondería una reducción de menos de 0,5 MW”*.

En el mismo sentido, señaló que *“una variación de 38 MW no resulta funcional aplicar una nueva prorrata a las 184 centrales, ya que implicaría construir montos muy bajos que no producirían un efecto notorio en el resto de las plantas”*.

Esto da cuenta de que **el Coordinador decide arbitrariamente cuándo merece la pena realizar un ajuste a la Potencia instruida en programa y cuándo no**.

Pero, esa ni siquiera es la regla que el propio Coordinador definió en su PI Prorrata.

De hecho, en el PI Prorrata [Sección 8, letra b], el Coordinador señaló que haría el recálculo del ajuste de generación cuando la potencia disponible de plantas de energía renovable variable (“ERV”) -como son las centrales fotovoltaicas, eólicas e

“potencia máxima” está definido en el Anexo Técnico de Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras (“AT Potencia Máxima”) de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad en el Servicio (“NTSyCS”), como el *“máximo valor de potencia activa bruta que puede sostener una unidad generadora, en un periodo mínimo de 5 horas continuas, en los bornes de salida del generador para cada una de las modalidades de operación informadas al Coordinador”*. Respuesta CEN a observación N°33 de versión preliminar de PI Prorrata, p. 33. Disponible en: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/07/Respuesta_Observaciones_PI_Prorratas_igual_CV_-2023_V2.pdf [última consulta: 16 de enero de 2024].

²³ Correo electrónico de Hugo Vits, de El Pelicano, a Patricio Valenzuela, Rodrigo Espinoza, Juan Pablo Avalos, Paulo Oyanedel, todos del Coordinador, de fecha 13 de diciembre de 2023.

²⁴ Correo electrónico de Patricio Valenzuela, del Coordinador, a Hugo Vits, de El Pelicano, de fecha 14 de diciembre de 2023.

hidráulicas- cambiasen en un monto total de variación y duración que permita efectuar el recálculo y ejecución efectiva por parte del propio Coordinador.

Como se observa, en ninguna parte del PI Prorrata se establece que, a partir de un monto determinado de MW (ya sea 38 MW, 200 MW o 20 MW, o el primer guarismo en que se piense) sí procede el recálculo. Solamente se dice que la variación y duración de la potencia deben permitir dicho ajuste.

Y, tratándose de operaciones técnicas y matemáticas que son propias de la experticia del Coordinador, no vemos motivo para no realizar el ajuste de generación si se cumplen los supuestos que el mismo Coordinador definió.

De esta forma, en base a la transcripción de lo señalado por el Coordinador, es claro que, en su opinión, una variación de 38 MW no justifica la instrucción de un nuevo ajuste de generación, pero ¿en cuántos otros casos el Coordinador llega a la misma conclusión? El Pelicano lo desconoce.

- iii. El Coordinador después de definir el ajuste de Potencia instruida en programa, exime *de facto* en la OTR a las centrales hidráulicas de pasada de la prorrata establecida en el artículo 45 del Reglamento.

En la Carta CEN, el Coordinador sostuvo que *“para la determinación de las reducciones, se debe tener en cuenta que existe una serie de centrales hidráulicas que han informado restricciones operativas que no les permiten variar su generación, particularmente durante el día, producto de restricciones de riego o condiciones que afectan la seguridad de las personas”*.

Según se detallará en la sección III.1.2, esta circunstancia determina que parte de la prorrata de vertimiento, que debería asignarse a centrales hidroeléctricas de pasada, sea asumida arbitrariamente por centrales de tecnología solar.

Y, según abordaremos también en dicha Sección, si bien el artículo 45 del Reglamento establece que el ajuste de generación se debe realizar considerando las características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas, también establece que ellas deben estar debidamente justificadas, mediante auditorías o ensayos u otros medios de prueba, lo que no se aprecia en varias centrales hidráulicas de pasada.

Pero, sobre todo, no consta la explicación fundada del Coordinador para incorporar esas restricciones metodológicamente al aplicarse en la OTR. Para ese fin, entre otros, es que El Pelicano pidió infructuosamente al Coordinador la entrega oportuna e íntegra de la información técnica antes referida.

- iv. El Coordinador realiza el ajuste de la Potencia instruida en programa durante la OTR en función del recurso disponible de cada central, informado a través de la señal SITR y, en caso de ausencia o baja disponibilidad de la misma, utiliza el pronóstico de generación de energía determinado en el proceso de programación. Toda la evidencia recabada apunta a que dicho pronóstico adolece de serios defectos.

En la Carta CEN, el Coordinador sostuvo que conforme al PI Prorrata, la actualización de los ajustes de generación:

“se deben basar en la señal SITR del recurso disponible de cada central y que esté habilitada en el SCADA del Coordinador. En el caso de la planta El Pelicano la señal SITR fue implementada con calidad adecuada desde el día 2 de diciembre de 2023 hasta el 20 de diciembre de 2023, ya que actualmente se encuentra fuera de servicio.

Sin perjuicio de lo anterior, y con el objetivo de alcanzar una aplicación de reducciones cada vez más precisa, ante la variabilidad y dinámica que experimenta el SEN en cada instante, se ha adaptado y automatizado el proceso de cálculo de acuerdo con los siguientes elementos:

- a) Conforme a la disponibilidad y calidad de la señal de SITR del recurso disponible, dicha señal se está procesando para su uso en el entrenamiento de los modelos de pronósticos utilizados por el Coordinador en la Programación de la Operación de Corto Plazo (PCP), siempre que su consideración represente una mejora en los pronósticos de la PCP.*
- b) Para la operación en tiempo real, en el caso de ausencia o baja calidad de algunas señales SITR del recurso disponible, se utiliza el pronóstico de energía determinado en el proceso de programación, conforme a lo indicado en literal a) anterior.*
- c) En cuanto a las consideraciones, se incorpora en el cálculo las restricciones operacionales formalmente informadas por las empresas coordinadas”*

Aunque El Pelicano no está de acuerdo con la afirmación del Coordinador, referida a que la señal SITR de la Central únicamente tuvo la calidad adecuada entre los días 2 y 20 de diciembre de 2023, el punto es que, de no disponer de la señal SITR, el Coordinador consideró su Pronóstico Centralizado ²⁵ de energía en la programación de la Central Pelicano.

Y, como acredita el informe inodú (por ejemplo, pp. 17-20), el Pronóstico Centralizado del Coordinador para la Central el Pelicano adolece de un sesgo.

En los hechos, este sesgo causa una subestimación de la Potencia instruida en programa para la Central Pelicano, como consecuencia de lo cual se sobre estima posteriormente la prorrata de vertimiento aplicada a dicha Central y, con ello, la participación a que tiene derecho legal en el respectivo balance de transferencias económicas de energía.

²⁵ Entendemos por **Pronóstico Centralizado** el pronóstico centralizado de generación renovable variable utilizado en los respectivos procesos de programación de la operación. Inodú (2024, p. 4).

Además, para el caso hipotético en que tuviera problemas con la señal SITR, el Coordinador operacionalmente ha consultado sobre niveles de potencia disponible mediante el canal de voz, consultando directamente al Centro de Control de la Central El Pelicano.

III.1.1.3. Ejemplos de aplicación de la prorrata de conformidad con la normativa.

A continuación, **a través de los siguientes ejemplos, mostraremos la aplicación de la prorrata de conformidad con el artículo 45 del Reglamento.**

Lamentablemente, no podemos replicar el ejercicio que realiza el Coordinador para aplicar dicha norma -según se expondrá en la sección III.2.-, pero estos ejemplos permiten concluir, en base a sus propias declaraciones, que el Coordinador no aplica dicha norma de manera equitativa a todas las centrales con igual costo.

- i. Supongamos que tenemos 3 centrales de generación de distinta tecnología, pero con el mismo costo, en este caso un CV igual a cero, y la misma potencia máxima de 100 MW: la central solar fotovoltaica “CS”, la central eólica “CE” y la central hidráulica de pasada “CHp”.

Si la prorrata a aplicar es de un 10% de sus potencias máximas, dado que cada una tiene una potencia máxima de 100 MW, la sumatoria de la reducción de la Potencia generada de las 3 centrales llegaría a los 30 MW.

Ahora, asumamos que la CS opera al 95% de su potencia máxima, es decir, puede despachar 95 MW; la CE opera al 20% de su potencia máxima, es decir, puede despachar 20 MW; y, la CHp opera a un 50% de su potencia máxima, es decir, puede despachar 50 MW.

Dado que la prorrata de cada una de estas centrales es 10 MW, la reducción de su generación estaría determinada por la diferencia entre lo que pueden despachar (95 MW, 20 MW y 50 MW) y la prorrata (10 MW). En consecuencia, una vez aplicada la reducción de la generación, cada central debería despachar lo siguiente: CS despacharía 85 MW; CE despacharía 10 MW; y, CHp despacharía 40 MW.

- ii. Ahora, supongamos que tenemos 3 centrales de generación de distinta tecnología, pero con el mismo costo, en este caso un CV igual a cero, y distinta potencia máxima: la central solar fotovoltaica “CS” tiene una potencia máxima de 80 MW, la central eólica “CE” tiene una potencia máxima de 50 MW y la central hidráulica de pasada “CHp” tiene una potencia máxima de 90 MW.

Si la prorrata a aplicar es de un 10% de sus potencias máximas, la CS debería ser ajustada en 8 MW; la CE debería ser ajustada en 5 MW; y, la CHp debería ser ajustada en 9 MW. Por tanto, la sumatoria de la reducción de Potencia generada de las 3 centrales debería llegar a los 22 MW.

Ahora, asumamos que la CS opera al 70% de su potencia máxima, es decir, puede despachar 56 MW; la CE opera al 80% de su potencia máxima, es decir, puede

despachar 40 MW; y, la CHp opera a un 75% de su potencia máxima, es decir, puede despachar 67,5 MW.

Dadas las prorratas de cada una de estas centrales (8 MW, 5 MW y 9 MW), la reducción de su generación estaría determinada por la diferencia entre lo que pueden despachar (56 MW, 40 MW y 67,5 MW) y la prorrata (8 MW, 5 MW y 9 MW).

En consecuencia, una vez aplicada la reducción de la generación, cada central debería despachar lo siguiente: CS despacharía 48 MW; CE despacharía 35 MW; y, CHp despacharía 58,5 MW.

Esta regla se aplica tanto para la fase de programación de la operación, como también durante la OTR, en caso de que en ésta proceda el reajuste de la Potencia instruida en programa, según se define en la Sección 8 del PI Prorrata.

Según el criterio del Coordinador, en estos ejemplos, dado que los montos que deben ser ajustados son menores que 38 MW (pues en el primer ejemplo son 30 MW y en el segundo ejemplo son 22 MW), **no se aplica la prorrata**, dado que ésta no sería “funcional” y no produciría un “efecto notorio” en el resto de las centrales.

Como veremos más adelante, el efecto de no aplicar un ajuste en la reducción de generación -para que decir el efecto no de aplicar correctamente el artículo 45 del Reglamento- sí puede generar un efecto notoriamente grave en términos de magnitud de perjuicios, según ha podido constatarlo hasta ahora El Pelicano.

III.1.2. Durante el período en que se remitieron al Coordinador objeciones al cálculo de la prorrata de reducción de generación de la Central Pelicano, El Pelicano hizo llegar al Coordinador evidencia de casos en que no se daba aplicación al mandato del artículo 45 del Reglamento. Con posterioridad a ello, El Pelicano recabó más evidencia en el mismo sentido

La no aplicación de la norma del artículo 45 del Reglamento, por parte del Coordinador, fue constatada por El Pelicano en los siguientes tipos de casos:

III.1.2.1. Situaciones en que no se aplicó la prorrata de ajuste de la Potencia instruida en programa a centrales hidráulicas de pasada en la OTR del SEN, pese a que en la programación de la operación del SEN se consideró su reducción de generación, infringiéndose el mandato establecido en el artículo 58 del Reglamento.

Por correo electrónico del 20 de diciembre de 2023, El Pelicano compartió con el Coordinador el análisis de la **situación de centrales hidráulicas de pasada entre el 1 y el 16 de diciembre, ambos de 2023**²⁶. En dicho correo, El Pelicano incluyó gráficos que representaban la programación, la operación y el redespacho diario de dichas centrales. Y, todo ellos, **daban cuenta de las infracciones al artículo 58 del Reglamento**, pues la **programación no se cumplía en la OTR**.

²⁶ También por correo electrónico de 10 de noviembre de 2023, El Pelicano compartió con el Coordinador evidencia de la operación de centrales hidráulicas de pasada el 28 de octubre de 2023. Ese día, El Pelicano constató que dichas centrales operaron de forma esencialmente plana (sin recortes en su generación), lo que es particularmente notorio en horas diurnas.

El comportamiento de las centrales hidráulicas de pasada en entre el 1 y el 16 de diciembre, ambos de 2023, da cuenta de que estas no operaron según su programación, en particular durante las horas diurnas, lo que implica que la reducción de Potencia instruida en programa que debió realizar el Coordinador no se cumplió, **asignándose la reducción que correspondía a dichas centrales hidráulicas a otras centrales, como las de tecnología solar.**

En los siguientes gráficos, la programación de la operación es representada por la curva negra; la OTR la representa el área coloreada; y, la curva verde representa un redespacho.

En el siguiente gráfico se observa que la curva de programación (curva negra) considera un menor despacho de las centrales hidráulicas de pasada en las horas diurnas (a partir de la hora 8 y hasta la hora 18), pero luego, durante la OTR, esa programación no se cumple y el área coloreada en esas horas se sitúa por sobre el límite trazado por la curva negra.

Esto implica que las centrales hidráulicas de pasada inyectan más Potencia generada que la Potencia instruida en programa, especialmente durante las horas en que las centrales de tecnología solar producen energía.

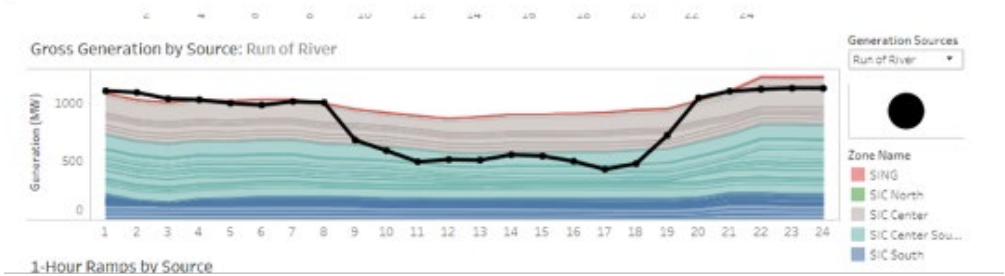


Figura N°4: Programación y OTR de centrales hidráulicas de pasada del SEN, correspondiente al 8 de diciembre de 2023. Gráfico enviado por El Pelicano al Coordinador, a través de correo electrónico de fecha 20 de diciembre de 2023. (Fuente Datos de Coordinador, disponibles en plataforma Analytics de inodú).

Por último, el siguiente gráfico, del 10 de diciembre de 2023, da cuenta de un comportamiento igual al del 8 de diciembre de 2023.

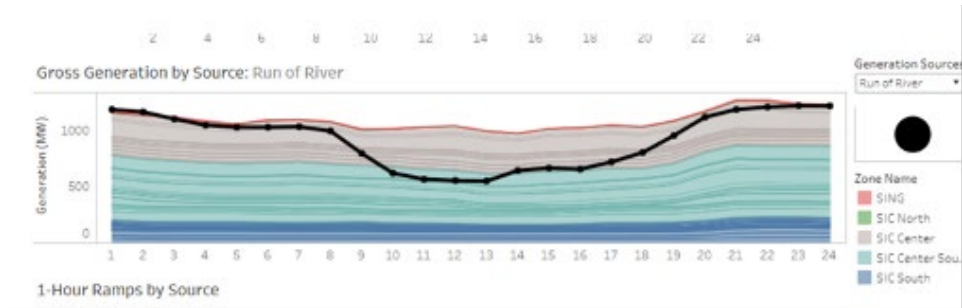


Figura N°5: Programación y OTR de centrales hidráulicas de pasada del SEN, correspondiente al 10 de diciembre de 2023. Gráfico enviado por El Pelicano al Coordinador, a través de correo electrónico de fecha 20 de diciembre de 2023. (Fuente:

Datos de Coordinador, disponibles en plataforma Analytics de inodú).

Es posible que el Coordinador intente justificar este perfil de generación de las centrales hidráulicas de pasada aludiendo a eventuales restricciones operativas de alguna de ellas, cuestión que el propio Coordinador mencionó en su Carta CEN: *“existe una serie de centrales hidráulicas que han informado restricciones operativas que no les permiten variar su generación, particularmente durante el día, producto de restricciones de riego o condiciones que afectan la seguridad de las personas”*.

Por ello, hemos revisado las restricciones operativas de algunas centrales hidráulicas de pasada.

A continuación, mencionamos algunas restricciones operativas que llamaron nuestra atención, pues no parecen estar debidamente justificadas, mediante auditorías o ensayos u otros medios de prueba, que es precisamente lo que exige el artículo 45 del Reglamento.

Por ejemplo, Colbún S.A. (“Colbún”) informó al Coordinador, el 2 de diciembre de 2022, que sus centrales hidroeléctricas de la cuenca del Aconcagua²⁷ debían operar con carga estable, minimizando las variaciones de carga durante las 24 horas del día, porque el prorrateo a que se veía expuesta implicaba que sus centrales debían verter el recurso hídrico por las obras de descarga que posee, las que -según indicó- son quebradas naturales cercanas a lugares habitados.

Dicha situación, según Colbún, podría generar condiciones de riesgo en las personas, razón por la cual señaló que no puede someter al ajuste de generación a sus centrales, y que dicha condición *“deberá mantenerse mientras se desarrolla un Plan de Acción definitivo”* que les permita subsanar estos riesgos.

Desconocemos la forma en que Colbún acreditó estas circunstancias o la forma en que el Coordinador las verificó y, finalmente, consideró en la programación. No obstante, parece llamativo que, a más de un año de esta comunicación, siga vigente la restricción operativa, a la espera de un Plan de Acción definitivo del cual no se registra ninguna documentación.

En todo caso, las restricciones operativas deben ser consideradas por el Coordinador al momento de definir la programación de la operación, de modo que dichas eventuales restricciones no podrían justificar un desvío de dichas centrales, en su despacho en la OTR, respecto a lo programado con base en dichas restricciones (si así se pretendiera justificar por el Coordinador, entonces se estaría considerando dos veces una única restricción operativa).

²⁷ Comprende las centrales hidráulicas de pasada Chacabuquito, Juncalito, Juncal, Los Quilos, Blanco y Hornitos.

III.1.2.2. Situaciones en que se aplicó la prorrata de ajuste de generación a la Central Pelicano, de modo no equitativo e inconsistente con la prorrata aplicada a otras centrales de generación de igual costo variable de generación, infringiéndose la regla del artículo 45 del Reglamento.

Lo expuesto en esta sección se puede resumir a través de las siguientes gráficas:

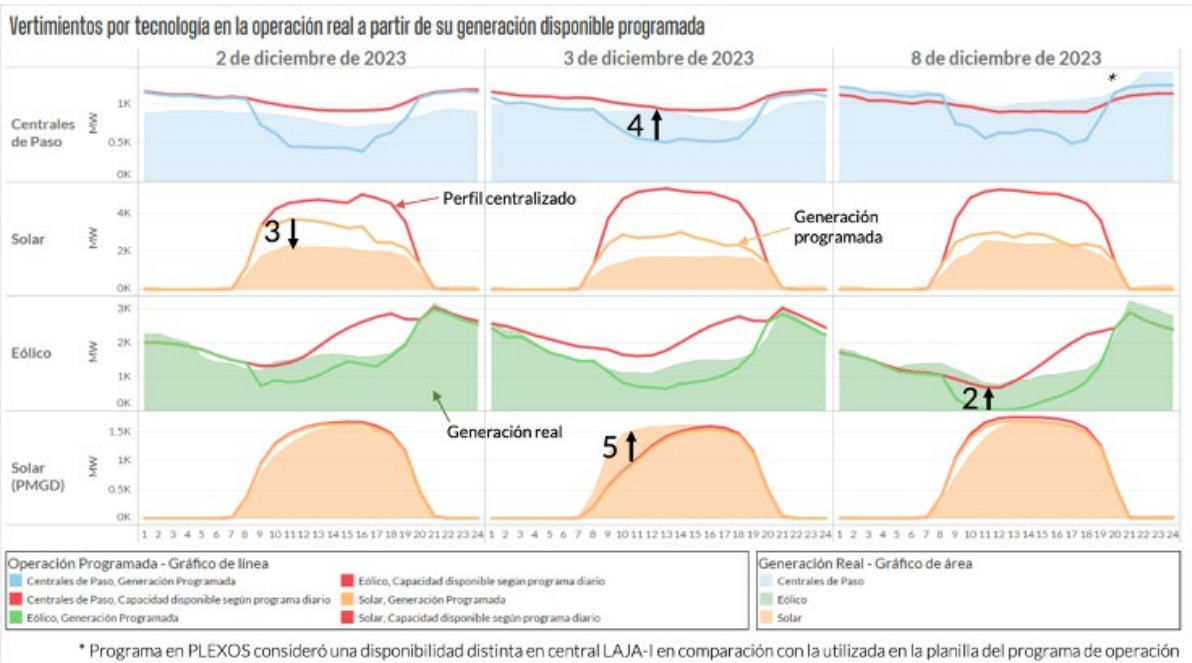


Figura N°6: Vertimiento por tecnología en la operación real a partir de su generación disponible programada. (Fuente: Análisis de Vertimiento en el SEN, elaborado por inodú, enero 2024; p. 11).

En estas gráficas se representan tecnologías de generación de costo variable igual a cero, a las que se aplicó prorrata en 3 días distintos (2, 3 y 8 de diciembre del año 2023).

Como se puede observar, durante el horario solar, la Potencia generada de centrales hidráulicas de pasada y eólicas aumentó respecto a lo programado (identificado con los números 4 y 2, respectivamente).

En cambio, la Potencia generada de las centrales solares disminuyó respecto de lo programado (identificado con el número 3).

De esto se desprende que los aumentos de generación de centrales hidroeléctricas de pasada y eólica fueron compensados arbitrariamente con reducciones de generación de centrales solares fotovoltaicas, en circunstancia que todas estas son tecnologías de costo variable igual a cero, **por lo que no se justifica, a la luz del artículo 45 del Reglamento**, este trato no equitativo a las centrales solares.

El Pelicano compartió con el Coordinador evidencia sobre esto. Por ejemplo, por correo electrónico de 11 de diciembre de 2023, El Pelicano comunicó al Coordinador que, durante ese día, la central eólica Llanos del Viento, pese a tener una Potencia instruida en programa para operar a 40 MW, estaba despachando por encima de los 120 MW, lo que implicaba aumentar el vertimiento de otras unidades generadoras, como es el caso de la Central Pelicano.



Figura N°7: Captura de pantalla OTR de centrales eólicas Llanos del Viento y Valle de los Vientos, correspondiente al 11 de diciembre de 2023. Gráfico enviado por El Pelicano al Coordinador, a través de correo electrónico de fecha 11 de diciembre de 2023. (Fuente: Plataforma de operación real del Coordinador, pestaña de reportes de generación horaria. Disponible en: <https://opreal.coordinador.cl/reportes/generacion-horaria/> [última consulta: 11 de diciembre de 2023])

En este gráfico se observa de nuevo un incumplimiento del artículo 58 del Reglamento, por parte del Coordinador. En efecto, la programación, representada por la curva azul, no se cumplió, pues durante la OTR, representada por la curva naranja, se excedió con creces lo programado. Esto evidentemente afectó a unidades de generación como la Central Pelicano, que debió asumir un mayor vertimiento.

Al día siguiente, El Pelicano nuevamente detectó que centrales eólicas operaban en nivel distintos de lo ordenado por el Coordinador, lo que le informó a través de correo electrónico de fecha 12 de diciembre de 2023. En efecto, las centrales eólicas Cabo Leones I, II y III, pese a tener instrucción de operar a 0 MW a partir de las 7:38 y las 9:53 horas- según consta en la Figura N°6-, generaron energía en dichos horarios -según se observa en la Figura N°7-.

	FECHA	HORA	NOMBRE	UNIDAD	POTENCIA	POTENCIA	POTENCIA	ESTADO	ESTADO	CONSIGN	CONSIGN	MOTIVO	COMENTA	ZONA	DES	SENTIDO	EST
224	12-12-2023	7:38:00	PE-CABOLEO	PE-CABOLEO	190	6	0	N	-	CI	-	OM	Prorrata GenSEN				-
225	12-12-2023	7:38:00	PE-CABOLEO	PE-CABOLEO	207	1	0	N	-	CI	-	OM	Prorrata GenSEN				-
226	12-12-2023	7:38:00	PE-CABOLEO	PE-CABOLEO	190	6	0	N	-	CI	-	OM	Prorrata GenSEN				-
329	12-12-2023	9:53:00	PE-CABOLEO	PE-CABOLEO	190	6	0	N	-	CI	-	OM	Prorrata GenSEN				-
330	12-12-2023	9:53:00	PE-CABOLEO	PE-CABOLEO	207	1	0	N	-	CI	-	OM	Prorrata GenSEN				-
331	12-12-2023	9:53:00	PE-CABOLEO	PE-CABOLEO	190	6	0	N	-	CI	-	OM	Prorrata GenSEN				-

Figura N°8: Datos de energía, Registro de Instrucciones de Operación (RIO) – (Nuevo) Fecha 12 de diciembre de 2023Captura de pantalla enviada por El Pelicano al Coordinador, a través de correo electrónico de fecha 12 de diciembre de 2023. (Fuente: Datos de energía Registro de Instrucciones de Operación (RIO) – (Nuevo).

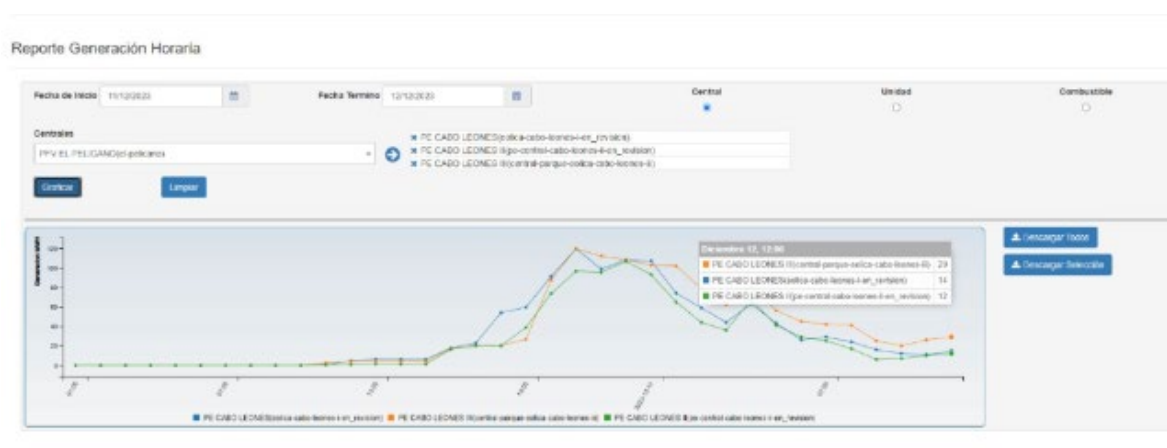


Figura N°9: Programación y OTR de centrales eólicas Cabo Leones I, II y III, correspondiente al 12 de diciembre de 2023. Gráfico enviado por El Pelicano al Coordinador, a través de correo electrónico de fecha 12 de diciembre de 2023. (Fuente: Plataforma de operación real del Coordinador, pestaña de reportes de generación horaria. Disponible en: <https://opreal.coordinador.cl/reportes/generacion-horaria> [última visita: 12 de diciembre de 2023]).

En el extremo derecho del gráfico precedente, se puede ver que las centrales eólicas Cabo Leones I, II y III, despacharon energía en la franja horaria en que el Coordinador le había instruido no hacerlo.

III.1.2.3. Situaciones en que el Coordinador consideró el Pronóstico Centralizado para determinar la programación o la OTR (incluida una nueva prorrata) de la Central Pelicano, cuyas estimaciones de generación son menores a la estadística histórica de generación de la Central ("Pronóstico Coordinado"), lo que deriva en una sobre estimación del vertimiento que se asigna a la Central Pelicano, infringiéndose también la regla del artículo 45 del Reglamento.

Una de las cuestiones que se ha advertido en el marco del análisis de la situación no equitativa que afecta a El Pelicano, es que el pronóstico utilizado por el Coordinador para definir su programación en la operación del SEN y posteriormente su OTR difiere de su Potencia generada históricamente, los que representan, de mejor manera, la capacidad histórica real de generación de la Central.

Esto supone, en la práctica, "penalizar" la capacidad de producción y de venta de energía en el SEN de la Central Pelicano, por el solo hecho de utilizar datos que no se ajustan a la estadística de generación real histórica de la Central.

Este sesgo, discriminación o penalización que aplica el Coordinador a El Pelicano ha sido evidente a partir del año 2021, según se muestra en la siguiente gráfica:

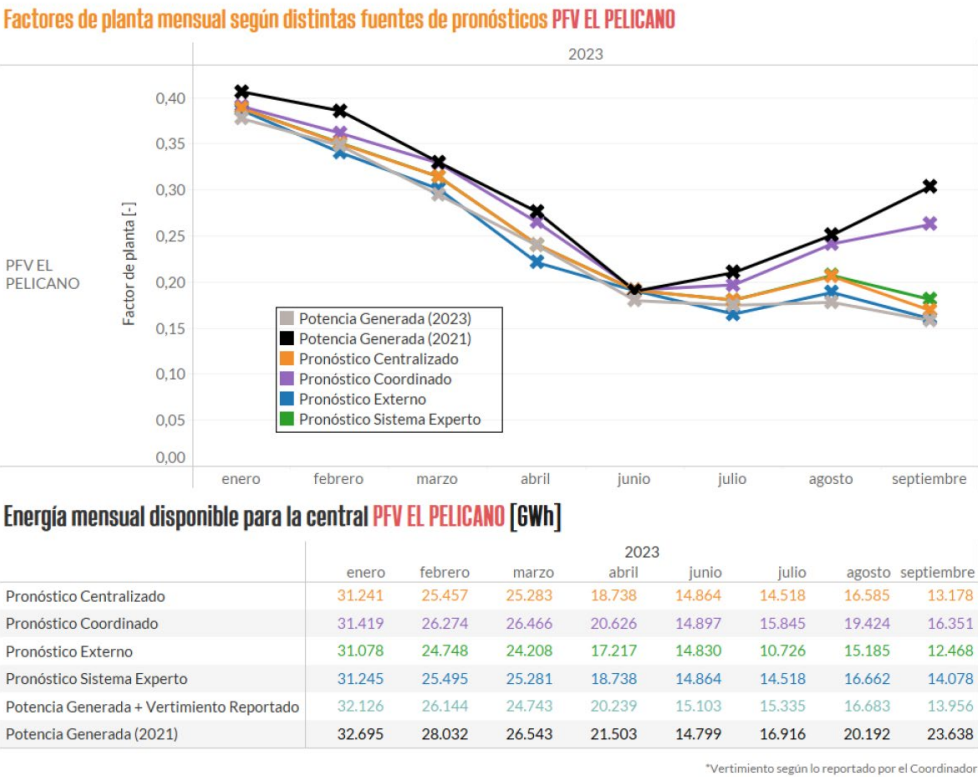


Figura N°10: Factores de planta mensual según distintos pronósticos de la Central Pelicano. (Fuente: Análisis de Vertimiento en el SEN, elaborado por inodú, enero 2024; p. 17).

Este gráfico da cuenta de que el Pronóstico Centralizado, que es el utilizado por el Coordinador para programar a la Central Pelicano y para su OTR, no representa adecuadamente la Potencia disponible de la Central para que ella se traduzca posteriormente en Potencia instruida en programa. Ello se traduce en un despacho menor, tanto a nivel de la programación como de la OTR.

La curva negra representa la potencia generada por la Central Pelicano en el año 2021 y sigue de cerca a la curva morada, que representa el Pronóstico Coordinado, esto es, el pronóstico de generación renovable variable enviado por El Pelicano.

Es decir, el Pronóstico Coordinado se acercaba bastante a la generación real de la Central en el año 2021.

En cambio, la curva gris, que representa la potencia generada por la Central Pelicano en el año 2023, se aleja progresivamente del Pronóstico Coordinado (curva morada), lo que se acentúa en los últimos meses exhibidos en el gráfico (agosto y septiembre de 2023).

El cambio que se ha producido desde el año 2021 al año 2023 es preocupante, pues el Pronóstico Centralizado debiera ser lo más cercano posible a la Potencia disponible, cuestión que en el año 2023 no ha sido así, pero en el año 2021 -cuando había menos vertimiento- sí se cumplió.

En consecuencia, para el año 2023 se observa que el Pronóstico Centralizado no representa adecuadamente la Potencia disponible de la Central Pelicano, lo que se traduce en una Potencia instruida en programa menor a la que podría ser instruida por el Coordinador.

Dado que no disponemos de toda la información necesaria para analizar esta situación, sólo podemos aventurar que esta brecha entre la generación histórica de la Central Pelicano y la generación real del 2023, especialmente, durante el segundo semestre, se debe a que el Coordinador considera en su Pronóstico Centralizado un factor de planta de la Central Pelicano inferior al que realmente tiene.

Tal situación determina que su producción de energía, tanto a nivel de programación como de OTR, sea menor al que realmente puede y tiene derecho legal a producir. Y, el hecho de que el Coordinador utilice, como dato de entrada a la programación de la operación, un pronóstico con los niveles de errores evidenciados para la Central El Pelicano, es una de las tantas causas de la asignación inequitativa de vertimiento.

Los ejemplos aquí señalados son solo una pequeña muestra de los casos que El Pelicano ha detectado y que han sido puestos oportunamente (casi en tiempo real) en conocimiento del Coordinador. Y si bien uno o dos de ellos podrían ser eventos aislados que correspondan a errores, es difícil sostener ello cuando existe evidencia de diversidad de casos, distribuidos a través de los últimos meses y no subsanados por el Coordinador.

III.1.3. El Coordinador ha expresado que la variabilidad de la operación, entendiéndolo por ello las diferencias entre lo programado y la operación real “conspiran contra un cumplimiento sistemático de una distribución matemáticamente precisa de reducciones entre las unidades de generación del sistema”, y se ha escudado en ello para aplicar prorratas de reducción de generación en base a criterios desconocidos, que no posibilitan su reproducibilidad

En la Carta CEN DE 06002-23, el Coordinador declaró que:

“Las adecuaciones realizadas a la fecha dan cuenta de un esfuerzo permanente que realiza este Coordinador por adaptarse de mejor manera a las distintas condiciones de variabilidad que se presentan en la operación en tiempo real y que, dada la dinámica con la que se manifiestan, conspiran contra un cumplimiento sistemático de una distribución matemáticamente precisa de reducciones entre las unidades de generación del sistema”.

En términos simples, **el Coordinador declaró que tiene limitaciones para realizar un ajuste matemático preciso de la generación de las centrales sometidas a la prorrata de vertimiento a la luz de la regla del artículo 45 del Reglamento.**

Esta sola declaración constituye una confesión de lo que planteamos en esta presentación.

En efecto, el Coordinador no aplica de forma correcta el artículo 45 del Reglamento y no ha entregado información técnica que permita reproducir sus cálculos, aparentemente pues el propio Coordinador admite que esos cálculos no serían matemáticamente precisos.

No obstante, el Coordinador sostiene que estas imprecisiones matemáticas estarían justificadas porque la OTR presenta condiciones de variabilidad, con una dinámica tal que no sería posible una “distribución matemáticamente precisa” de las reducciones de generación, conforme lo mandata el artículo 45 del Reglamento.

El Coordinador decidió que, ante una supuesta imposibilidad de aplicar una distribución matemáticamente precisa de las reducciones de generación, aplicaría criterios como, por ejemplo, que las variaciones de las reducciones de generación que sean “menores” o que “no produzcan un efecto notorio en el resto de las plantas”, simplemente no serían aplicadas.

H. Panel, todos estos son conceptos imprecisos, sin fundamento normativo y cuyo contenido material es desconocido para los Coordinados.

En este sentido, sería interesante saber:

- ¿qué entiende el Coordinador por una “distribución matemáticamente precisa”?
- ¿cómo mide la precisión de la distribución matemática y qué umbral utiliza para decidir qué es preciso y qué es impreciso, especialmente cuando tiene que aplicar la prorrata por vertimiento?

Todas estas preguntas -sin respuesta a la fecha- son las que El Pelicano necesita entender para ejercer plenamente sus derechos, y cuya incógnita fundamenta las dos discrepancias que a través de esta presentación se someten al conocimiento y dictamen de este H. Panel.

Por lo demás, su uso y aplicación en la programación y en la OTR por parte del Coordinador, impide a los Coordinados el ejercicio de su derecho a vender su producción en el SEN (artículo 149° de la LGSE), según se expondrá con mayor detalle en la sección III.1.4.

El errado criterio del Coordinador no solo fue reconocido en su Carta CEN DE 06002-23, sino que también fue expresado en el correo electrónico de fecha 14 de diciembre de 2023, del Coordinador, enviado al señor Hugo Vits, de El Pelicano, en donde señaló:

*“Luego durante el día se realizan ajustes de la reducción aplicada, esto **conforme al recurso disponible y condiciones del sistema**, lo que debiera quedar registrado en RIO, a menos que sea una variación*

menor que no afecta la frecuencia y cuyo ajuste no resulta aplicable en la práctica. Destacar que una reducción de solo 100 MW implica registrar e instruir a un conjunto de 184 centrales, de las cuales 111 les correspondería una reducción de menos de 0,5 MW.

(...) Es importante destacar que para una variación de 38 MW no resulta funcional aplicar una nueva prorrata a las 184 centrales, ya que implicaría instruir montos muy bajos que no producirían un efecto notorio en el resto de las plantas)." (destacado nuestro)

Tal como se expuso en la sección III.1.1.1, ni en la LGSE, ni en el Reglamento, ni en el PI Prorrata se estableció un umbral de Potencia, a partir del cual el Coordinador deba ordenar un reajuste de la prorrata de vertimiento.

En ninguna parte, salvo en los correos del Coordinador, se encontrarán guarismos que sean calificados como muy bajos y que no producirían un efecto notorio en el resto de las plantas.

En consecuencia, todo esto es un criterio inconsulto que el Coordinador ha decidido aplicar, pero sin ningún fundamento normativo (ni siquiera en su propio PI Prorrata).

Lo anterior redunda en una falta de transparencia y publicidad de la información empleada por el Coordinador para ejercer sus funciones y, por tanto, una contravención de los artículos 72-8° y 212-2° de la LGSE, según se ahondará en la sección III.2.

Y la contravención de estas disposiciones, además, tiene un efecto material concreto en El Pelicano. Pues, contrario a lo que considera el Coordinador, la incorrecta aplicación de las prorratas de vertimiento le ha generado un "notorio" perjuicio económico.

Quizá el Coordinador analiza la información de la operación del SEN con periodicidad diaria, o incluso horaria, y pierde de vista que, siempre que debiendo aplicar una prorrata no lo hizo, la prorrata no aplicada se acumuló junto a otras prorratas no aplicadas durante semanas y luego meses.

Esto, H. Panel, sin duda tiene un efecto "notorio" en los estados financieros de los Coordinados, cuyas prorratas de vertimiento son sobredimensionadas.

Entonces, aun cuando el Coordinador sostenga que los reajustes de la prorrata no tendrían un efecto "notorio", para El Pelicano ese efecto sí ha existido –y ha sido comunicado al Coordinador en distintas instancias–, pues las prorratas que no se han corregido y, en consecuencia, la energía que se ha vertido en exceso de lo que debería ser en aplicación del artículo 45 del Reglamento, han implicado menos Potencia generada inyectada al SEN y, por tanto, una menor producción de la

Central Pelicano considerada en los balances de transferencias económicas de energía²⁸.

En el caso de El Pelicano, este efecto acumulado significó un recorte durante el mes de noviembre de 2023, de 14.018 MWh de la producción de la Central Pelicano, lo que fue debidamente objetado con ocasión de las observaciones al IVTE Preliminar nov 23, pues según las estimaciones de El Pelicano el recorte no debía ser mayor a 6.340 MWh.

Ahora bien, el ser conscientes del desafío que enfrenta el Coordinador durante la programación y la OTR del SEN²⁹, no puede llevar a la inacción y la no corrección de errores.

Esto es especialmente cierto respecto de la prorrata de vertimiento, pues el Reglamento establece que **el Coordinador debe “corregir los desvíos que existan respecto a la programación de la operación” (artículo 117 letra f) y “registrar las desviaciones que se produzcan entre la operación en tiempo real y la programada, con justificación de aquellas más relevantes, debiendo adoptar las medidas correctivas que correspondan en la programación de la operación” (artículo 126).**

En este sentido, El Pelicano entiende que los mecanismos y herramientas para realizar la función encargada al Coordinador pueden actualizarse y perfeccionarse (de hecho, es deseable que así sea).

Por ello, El Pelicano pretende contribuir con soluciones que permitan al Coordinador aplicar correctamente el artículo 45 del Reglamento (sin sesgos y de forma equitativa), pero entendiendo que los errores acreditados deben ser corregidos, pues ese es el mandato que la normativa vigente le ha hecho.

En este contexto, El Pelicano valora positivamente que el mercado eléctrico disponga de un mecanismo de corrección y reliquidación de los balances de transferencia económicas de energía cuando, con ocasión de errores en la programación e implementación de la prorrata por vertimiento, sea necesario reconocer más o menos energía inyectada al SEN, por parte de las centrales que participan y venden su producción en él.

²⁸ Hacemos presente al H. Panel que esto tiene implicancias que no se agotan en la energía que Pelicano puede vender (que se le impide vender en el SEN), sino también para efectos de la determinación de la potencia inicial de cada unidad generadora renovable, en el marco del cálculo de las transferencias de potencia. En consecuencia, las decisiones del Coordinador adoptadas en contravención a la normativa vigente, no sólo afectan al mercado de la energía, sino también al mercado de la potencia.

²⁹ El desafío que representa la programación y operación del SEN también ha sido reconocido por el Coordinador en su informe “Estudio Específico Artículo Octavo Transitorio DS 125, 2017”. En él señaló: “Considerando el desafío de actualizar la programación y automatizar los procesos de optimización y despacho económico en tiempo real, uno de los aspectos más relevantes para alcanzar dichos objetivos es contar con información oportuna y de calidad” (p. 45).

Es por ello que, en las Cartas Pelicano, se planteó la necesidad de aplicar correctamente el artículo 45 del Reglamento a contar del día 15 de noviembre de 2023 en adelante.

Lo anterior fue solicitado al Coordinador y, tras su rechazo, a este H. Panel, pues impedir a los Coordinados, que tienen derecho a transar su energía en el SEN, a hacerlo en las condiciones que la propia normativa les garantiza, aduciendo para ello limitaciones para lograr precisión matemática o la necesidad de hacer simplificaciones que no tienen justificación legal y que, cuando se aplican, producen efectos discriminatorios, constituye una vulneración grave de la normativa vigente.

La jurisprudencia de este H. Panel se alinea con este razonamiento, toda vez que ha reconocido la garantía de reproducibilidad de los cálculos matemáticos, en el sentido de permitir que los sistemas de información del Coordinador cumplan con los criterios normativos de completitud, calidad, exactitud y oportunidad señalados en el inciso final del artículo 72°-8 de la LGSE.

En particular, al referirse a las transferencias económicas del mercado eléctrico, indicó que estas solo se llegan a determinar una vez que transcurre la operación *“(…) mediante métodos objetivos, en base a una liquidación de inyecciones y retiros, y de valorizaciones y adjudicación de créditos y débitos que formula un ente independiente de las partes, como el CDEC a través de su Dirección de Peajes, con la posibilidad de objeciones por los interesados”*³⁰.

De esta manera, en esta sede se ha reconocido la importancia de que los cálculos matemáticos involucrados en las transferencias económicas del mercado eléctrico sean objeto de escrutinio que posibilite a los interesados, actualmente todo Coordinado, poder desafiar si el cálculo es matemáticamente correcto y ajustado a la normativa sectorial vigente.

Ello es, hoy en día, prácticamente imposible para El Pelicano porque todo indica que el Coordinador emplea criterios arbitrarios que redundan en asignaciones no equitativas de la prorrata de vertimiento, o en simplificaciones carentes de respaldo normativo.

Y si el Coordinador rechaza la objeción que un determinado Coordinado le presenta, corresponde entonces que mediante la discrepancia respectiva ante este H. Panel opere como medio para restablecer la normativa quebrantada, en el presente caso, que El Pelicano pueda obtener el reconocimiento de la energía adicional a la Potencia instruida en tiempo real y, de ese modo, se reconozca la energía que El Pelicano debió inyectar y vender en el SEN.

Por otra parte, los artículos 117, letra f., y 126 del Reglamento establecen de forma expresa que es deber del Coordinador **corregir los desvíos que existan respecto a la programación de la operación**, los que deben ser registrados por el Coordinador a fin de adoptar medidas correctivas.

³⁰ Dictamen N°24-2011, p. 74.

De hecho, el propio Coordinador señaló en sus respuestas a las observaciones a la versión preliminar del PI Prorrata, que las desviaciones entre la programación y la OTR debían ser analizadas en un proceso *ex post*:

*“Cabe destacar que la misión y foco del CDC es coordinar la operación del Sistema Eléctrico Nacional para efectos de asegurar una operación segura y económica, en particular dada la complejidad operativa actual y futura del SEN, por lo que no es recomendable desviar la atención para intentar registrar **todas las posibles causas por las cuales ocurren variaciones o desviaciones en la OTR, lo que debiera ser revisado en proceso ex post**, utilizando para ello la información que registran las respectivas plataformas.”*³¹ (destacado nuestro).

En consecuencia, H. Panel, el Coordinador no puede invocar la complejidad de la programación y operación del SEN para incumplir sus obligaciones (artículos 45, 58, 59, 117 y 126 del Reglamento), sino que debe hacer uso de las potestades que la normativa le otorga para llevar a cabo todo proceso de corrección de las prorratas de vertimiento que sea necesario, a fin de no conculcar el derecho legal (artículo 149° de la LGSE) de El Pelicano a vender su producción de energía e inyectarla al SEN.

Cabe recordar que, entre otras obligaciones del Coordinador durante la OTR, el **artículo 117 del Reglamento, letra f)**, es claro en establecer que le corresponde al Coordinador corregir los desvíos que existan respecto a la programación de la operación del SEN.

III.1.4. La aplicación no estricta de la regla del artículo 45 del Reglamento, por parte del Coordinador, conduce a la infracción del derecho legal de El Pelicano a vender su energía eléctrica en el SEN, garantizado en el artículo 149° de la LGSE

Como se indicó *supra*, la errónea aplicación del artículo 45 del Reglamento vulnera gravemente el derecho de El Pelicano de vender su producción de energía eléctrica e inyectarla en el SEN, consagrado en el artículo 149° de la LGSE.

En términos prácticos, esta vulneración implica, por un lado, que El Pelicano no puede vender su producción durante la OTR (pues no puede inyectarla al SEN) y, por otro lado, que El Pelicano no ha podido obtener una reparación *ex post* la OTR, pues el Coordinador, en el marco de las observaciones al IVTE Preliminar nov 2023, se ha negado a corregir los errores en la asignación de prorrata de vertimiento y realizar las correspondientes reliquidaciones, indicando que esa materia “se encuentra fuera de ámbito del balance de transferencias de energía”.

Como se sabe, el inciso quinto del artículo 149° de la LGSE establece el derecho de todo propietario de una central generadora de vender la energía que evacúa al

³¹ Respuesta a Observación N°14, Observaciones a PI Prorrata, versión preliminar, p.11 Disponible en: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/07/Respuesta_Observaciones_PI_Prorratas_igual_CV_-2023_V2.pdf [última visita: 16 de enero de 2024].

SEN y sus excedentes de potencia.

Este derecho se ejerce precisamente a través de la participación de El Pelicano en las transferencias económicas de energía y potencia, las que se expresan en los informes de valorización de transferencias económicas que el Coordinador emite mensualmente y que contienen los balances de inyecciones de energía y potencia.

En el caso de los balances de energía, el Coordinador, de conformidad con el artículo 147 del Reglamento, determina el monto de energía a transar como la diferencia entre la energía inyectada al sistema eléctrico por las centrales generadoras según la OTR, valorizada al costo marginal, y la energía retirada por cada uno de estos coordinados desde el SEN, valorizada al costo marginal en las barras de retiro. Es a partir de estos resultados que el Coordinador determina las transferencias económicas de energía.

Pues bien, como consecuencia de la errónea aplicación del artículo 45 del Reglamento, en cada balance de transferencias de energía, a El Pelicano se le reconoce menos energía vendida en el SEN de la que efectivamente tenía derecho a inyectar.

Como se anticipó, ha habido también otros Coordinados que han manifestado inquietudes por errores y poca claridad en la aplicación de las prorratas de vertimiento. Por ejemplo, Santiago Solar S.A., con fecha 9 de agosto de 2023, solicitó al Coordinador aclarar el criterio en base al cual aplicaba la prorrata³²; mientras que WPD Duqueco SpA, con fecha 22 de septiembre de 2023, solicitó al Coordinador corregir el RIO del mes de agosto de 2023³³.

De este modo, si bien lo expuesto en esta presentación se centra en los impactos sobre la situación de El Pelicano, es evidente que errores como los expuestos en el informe de inodú y en las Cartas Pelicano debieran efectos sistémicos, lo que constituye una razón más, sistémica, para acoger la presente discrepancia.

III.1.5. La aplicación asimétrica de las prorratas de vertimiento, por parte del Coordinador, tiene efectos económicos y financieros relevantes para los Coordinados del SEN

Una asignación asimétrica de las prorratas de vertimiento, como las expuestas *supra*, tiene efectos económicos y financieros significativos en los ingresos por energía, potencia, créditos de carbono, entre otros, de una unidad generadora renovable sujeta a estos recortes.

En efecto, todo ingreso de una empresa generadora, que dependa de la energía medida en el punto de inyección se verá afectado negativamente por el aumento de

³² Carta de Santiago Solar S.A. al Coordinador, de 9 de agosto de 2023 (ingreso CEN DE 04955-23), **respondida recientemente por el Coordinador, a través de carta DE 06053-23, de fecha 29 de diciembre de 2023.**

³³ Carta de WPD Duqueco SpA al Coordinador, de 22 de septiembre de 2023 (ingreso CEN DE 05692-23), **respondida recientemente por el Coordinador, a través de carta DE 06056-23, de fecha 29 de diciembre de 2023.**

la asimetría en la asignación de las prorratas de vertimiento y positivamente por la reducción de la asimetría en la asignación de dichas prorratas.

Para ejemplificar la mecánica y los impactos de modo simple. Considérese casos de inclusión y no inclusión de las centrales de generación hídricas de pasada, para asignar un vertimiento total de 60 MWh.

Asimismo, se considera que el ingreso por contrato de venta de energía (PPA) para las centrales de generación de energía solar (Solar Utility) e hidroeléctricas de pasada es función de la energía inyectada, y que el ingreso por PPA para las centrales eólicas es función de la energía que retiren en el punto de retiro.

Tabla N°1: ejemplo simulado del impacto en ingresos que causa la asignación asimétrica (no equitativa) de la prorrata de vertimiento ordenada en el artículo 45 del Reglamento.

	Solar Utility	Eólica	Hidro pasada	PMGD
Potencia Máxima Total (MW)	100	100	100	50
Generación Disponible (MWh)	90	50	60	40
Tipo PPA	Inyección	Entrega	Inyección	
Caso A Prorrata con Hidro	-20	-20	-20	0
Caso B Prorrata sin Hidro incluida	-30	-30	0	0
Caso A Generación Real (MWh)	70	30	40	40
Caso B Generación Real (MWh)	60	20	60	40
Diferencia Ingreso B vs A	Negativa	Neutra	Positiva	Neutra

Como puede observarse, la diferencia por ingreso de energía en el caso B versus el caso A es negativa para la generación solar, neutra para las centrales eólicas y positiva para las centrales hídricas de pasada. **El vertimiento de energía solar pasa del 22.2% en el Caso A al 33.3% en el Caso B.**

Según se constata en la Figura N°1 insertada, ha habido días de la OTR, por ejemplo, durante el mes de noviembre de 2023, en donde el vertimiento asignado erróneamente a la Central El Pelicano alcanzó un **44% de su potencia máxima.**

Para ilustrar la dimensión sistémica de algunas magnitudes del vertimiento de potencia solar (no PMGD) y eólica instruido durante diciembre de 2023.

Durante ese mes, el recorte efectivo de potencia solar alcanzó los **619 GWh**, mientras que el recorte efectivo de la potencia eólica fue casi un tercio del solar (**217 GWh**), mientras que únicamente la inyección de PMGD solares (a los cuales no se aplica la prorrata de vertimiento del artículo 45 del Reglamento) alcanzó una magnitud de **523 GWh**, según se observa en la siguiente Figura N°12.

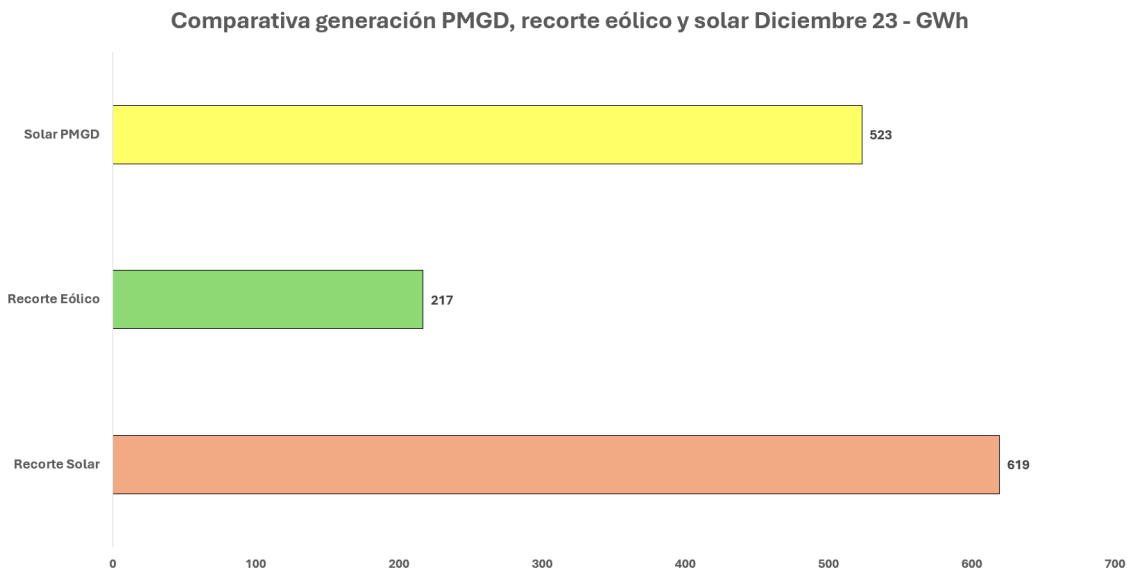


Figura N°11: Comparación de generación PMGD solares, recorte de potencia eólica y recorte de potencia solar para el mes de diciembre de 2023 (Fuente: elaboración propia).

Asimismo, durante diciembre de 2023, el **vertimiento de energía solar (en horario solar) fue un 8% de la generación bruta de energía durante ese mes**, mientras que el vertimiento de potencia eólica fue un 3% de la generación bruta del SEN.

A su vez, el vertimiento de energía solar (en horario solar) fue un **36,28%** del total de potencia solar generada durante diciembre de 2023; mientras que el vertimiento de potencia eólica fue un **20,24%** del total de energía eólica generada durante ese mes.

Por último, la sumatoria del vertimiento de potencia solar y eólica es equivalente a un 159,84% de la generación de PMGDs solares inyectada durante diciembre de 2023, es decir, se recortaron 836 GWh, mientras que los PMGDs solares inyectaron 523 GWh. La siguiente Figura N°11 constituye la base para calcular estas cifras.

Energía Disponible Diciembre 23 SEN (GWh)

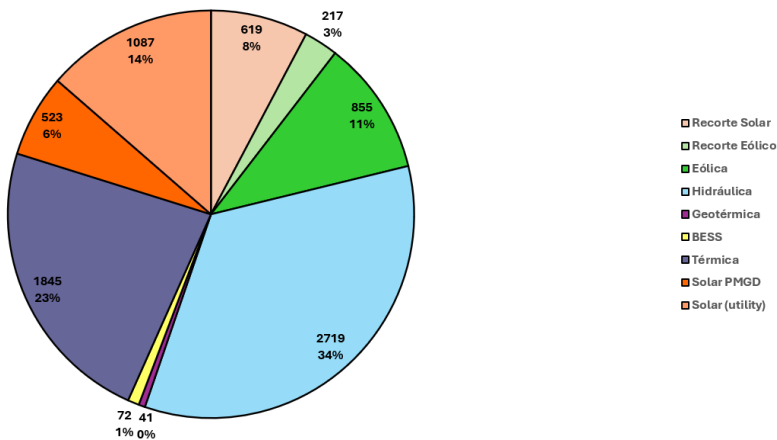


Figura N°12: magnitudes de vertimiento efectivamente aplicadas durante diciembre de 2023 (Fuente: elaboración propia en base a información del Coordinador Eléctrico).

Por último, como indica el informe inodú, la estimación errada del vertimiento induce a errores en el proceso de selección de Pronóstico Centralizado, ya que se tiende a seleccionar perfiles que no representan la verdadera potencia disponible de las centrales. La siguiente Figura N°13 es elocuente en ilustrar la magnitud del impacto que dicho sesgo causa en subestimar la potencia vertida de la Central El Pelicano.

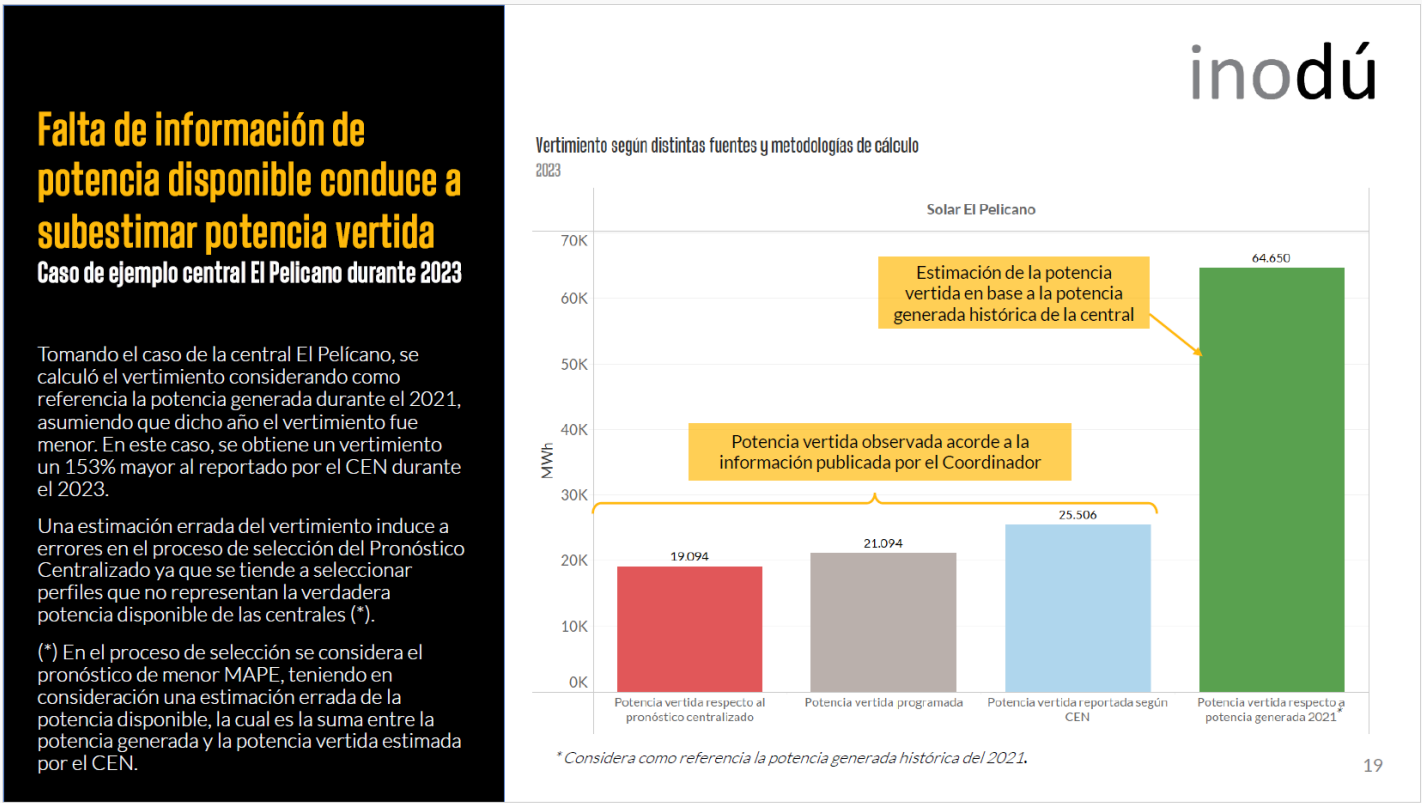


Figura N°13: Vertimiento según distintas fuentes y metodologías de cálculo (Fuente: inodú, p. 19).

III.1.6. Peticiones concretas al H. Panel

Conforme lo expuesto precedentemente, El Pelicano solicita al H. Panel lo siguiente:

- (1) Que se instruya al Coordinador a que aplique estrictamente el mandato del artículo 45 del Reglamento respecto a la Central Pelicano, desde el 15 de noviembre de 2023 y hasta el día en que se le notifique el dictamen que acoja la presente discrepancia, ordenándole aplicar las correcciones que resulten procedentes respecto de los ajustes de generación erróneamente aplicados a la Central Pelicano durante ese periodo;
- (2) Que se instruya al Coordinador a que aplique estrictamente el mandato del artículo 45 del Reglamento respecto a la Central Pelicano, a contar del día siguiente a la notificación del dictamen que acoja la presente discrepancia respecto de los periodos de programación de la operación, operación en tiempo real y balances de transferencias económicas que se desarrollen en lo sucesivo.

III.2. Información metodológica y de bases de datos, solicitadas por El Pelicano al Coordinador, al tenor de lo dispuesto en la LGSE y el Reglamento, no estuvo disponible oportunamente (ex ante) cuando se requería para poder reproducir los cálculos del Coordinador y, en su caso, objetar su aplicación en la OTR. A su vez, la información extemporáneamente entregada tampoco permite reproducir los cálculos del Coordinador

III.2.1. Obligación legal de publicidad y transparencia del Coordinador

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 72-8º de la LGSE, el Coordinador debe implementar Sistemas de Información Pública en su sitio web.

Dispone el artículo 78º-8 de la LGSE en lo pertinente:

“Artículo 72º-8.- Sistemas de Información Pública del Coordinador. El Coordinador deberá implementar sistemas de información pública que contengan las principales características técnicas y económicas de las instalaciones sujetas a coordinación. Dichos sistemas deberán contener, al menos, la siguiente información:

(...)

b) Antecedentes de la operación esperada del sistema, tales como costos marginales esperados, previsión de demanda, cotas y niveles de embalses, programas de operación y mantenimiento, stock de combustibles disponible para generación, entre otros;

(...)

d) Antecedentes de la operación real del sistema, incluyendo las desviaciones respecto de la operación programada, demanda, generación de las centrales, costos marginales reales y potencia transitada, entre otros;

(...)

m) Toda aquella información que determine el **Reglamento**, la Norma Técnica, o le sea solicitada incorporar por el Ministerio de Energía, la Comisión o la Superintendencia.

Será de responsabilidad del Coordinador verificar la **completitud, calidad, exactitud y oportunidad** de la información publicada en los respectivos sistemas de información”.

Por otra parte, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 212-2° de la LGSE, el Coordinador tiene la obligación de proporcionar toda la información que se le solicite, salvo que concurra alguna de las causales de secreto o reserva establecidas en la ley, o que su publicidad afecte el cumplimiento de sus funciones o el derecho de las personas.

Dispone el artículo 212°-2 al efecto que:

“Artículo 212°-2.- Transparencia y publicidad de la información. El principio de transparencia es aplicable al Coordinador, de modo que deberá mantener a disposición permanente del público, a través de su sitio electrónico, los siguientes antecedentes debidamente actualizados, al menos, una vez al mes:

(...)

Asimismo, el Coordinador deberá proporcionar toda la información que se le solicite, salvo que concurra alguna de las causales de **secreto o reserva** que establece la ley y la Constitución, o que su **publicidad, comunicación o conocimiento afecte el debido cumplimiento de las funciones del Coordinador o derechos de las personas**, especialmente en el ámbito de su vida privada o derechos de carácter comercial o económico. (...).”

Las dos disposiciones antes citadas fueron introducidas mediante la Ley N°20.936, de 2016, en cuya tramitación se dejó constancia expresa sobre la importancia de promover los principios de transparencia y publicidad en el mercado eléctrico.

En palabras del entonces Gerente del CEDC-SING³⁴:

“Un esfuerzo importante que está presente en el proyecto de ley, que agrega valor y con un muy buen estándar, es el de la información y transparencia. **El mercado eléctrico, por la cantidad de agentes, por lo difícil de su comprensión, por lo que cuesta explicar una tarifa y cómo funciona, necesita información y transparencia**, por lo cual ha resultado necesario avanzar de manera proactiva en estas materias que necesita de mayor transparencia e información para el sistema y para el ente coordinador”.

³⁴ Intervención del señor Daniel Salazar. Historia de la Ley 20.936, Primer Trámite Constitucional: Cámara de Diputados, Informe de la Comisión de Minería y Energía; p. 122.

Es por tales motivos que la LGSE contempló expresamente las causales específicas que eximen al Coordinador de su obligación de entregar información (completa, de calidad, exacta y oportuna), ninguna de las cuales concurre en este caso respecto de la información técnica que ha sido reiteradamente solicitada por El Pelicano al Coordinador.

Dicho lo anterior, a la luz de las disposiciones legales citadas previamente, la **Carta CEN DE 06002-23**, de 27 de diciembre de 2023, no puede considerarse como una respuesta satisfactoria a las solicitudes de información técnica planteadas mediante las Cartas Pelicano.

Lo mismo cabe decir respecto de la **Carta CEN 29/D**, de fecha 29 de diciembre de 2023, la cual se pronuncia respecto de solicitudes que datan de septiembre de 2023, y que fueron formuladas con anterioridad a las Cartas Pelicano.

En efecto, la información proporcionada hasta el momento por el Coordinador, a saber, los distintos enlaces a su sitio web, el archivo Excel con los valores de Potencia Máxima del parque de unidades generadoras afectas a prorrata de vertimiento y las instrucciones de cómo determinar el factor de reducción de generación respectivo, no solo **no estuvo disponible de manera oportuna** para El Pelicano y los demás Coordinados, sino que **tampoco satisface los estándares legales de calidad, completitud, exactitud y oportunidad.**

En otras palabras, el proceso de cálculo de ajuste de generación que está realizando el Coordinador, además de infringir el artículo 45 del Reglamento, no cumple con el **principio de publicidad**, ni con la **garantía de reproducibilidad y contestabilidad de las decisiones del Coordinador**. Y este organismo, cuyo carácter es técnico y objetivo, no puede dejar espacio para la arbitrariedad en la adopción de decisiones en la programación de la operación y OTR, tal como ha ocurrido con los cálculos de restricciones de generación de la Central Pelicano.

En ese sentido, El Pelicano, como cualquier otro Coordinado, tiene derecho a poder reproducir las decisiones de programación de la operación y cálculos del Coordinador para determinar la OTR, a fin de ejercer su derecho de escrutinio respecto a que las prorratas de vertimiento de potencia que ha aplicado el Coordinador a su Central, sean **correctas, no arbitrariamente discriminatorias y técnicamente fundadas.**

III.2.2. Falta de oportunidad, completitud y exactitud de la información entregada por el Coordinador en respuesta a las solicitudes de El Pelicano

Según se adelantó en la Sección II.2., entre los meses de **septiembre y diciembre del año 2023**, El Pelicano mantuvo una serie de comunicaciones con el Coordinador, entre otros, con el objeto de que éste proporcionara información técnica que le permitiera reproducir los cálculos de la prorrata de vertimiento de potencia aplicados a la Central Pelicano, tales como el algoritmo que utiliza para asignar las prorratas de vertimiento y las ecuaciones empleadas para ello.

Sobre la base del mandato expreso que establecen al Coordinador los artículos 72°-8 y 212°-2 de la LGSE, en concordancia con lo dispuesto en el artículo 59 del Reglamento, las solicitudes de información técnica de mi representada se intensificaron entre el **15 de noviembre y el 7 de diciembre, ambos de 2023**, a través de un conjunto de comunicaciones que hemos denominado Cartas Pelicano.

Sin mediar respuesta formal del Coordinador a las Cartas Pelicano, esta parte constató que solamente a partir del **24 de noviembre de 2023**, el Coordinador comenzó a publicar una pestaña titulada “ERV” con la predicción horaria de energía disponible.

Dicha circunstancia fue informada por El Pelicano al Coordinador el **19 de diciembre de 2023**, con ocasión de sus observaciones al IVTE Preliminar nov 2023.

Asimismo, en dicha oportunidad, El Pelicano hizo presente al Coordinador que, al 19 de diciembre de 2023, aún no disponía de la siguiente información, pese a haberla solicitado al Coordinador:

- a) Energía total ajustada o recortada al agregado de plantas de igual costo variable, en función del tiempo;
- b) Factores de prorrata, en función de la potencia máxima de las plantas de igual costo variable y en función del tiempo;
- c) Energía ajustada o recorte aplicado a la energía disponible de cada planta, en función del tiempo;
- d) Restricciones específicas aplicables; y
- e) Chequeos de verificación de consistencia en la aplicación de prorratas y recortes por parte del CEN³⁵.

Recién con fecha **27 de diciembre de 2023**, las solicitudes de información contenidas en las Cartas Pelicano fueron respondidas desfavorablemente por el Coordinador, limitándose a indicar en la **Carta CEN DE 06002-23** que *“las consideraciones de detalle de cálculo se describen en el Procedimiento Interno ‘Prorrata de Generación de Centrales de Igual Costo Variable’, los resultados se publican en el sitio web del Coordinador y quedan respaldados en los Registros de Instrucciones de Operación”*, copiando a pie de página de su respuesta los respectivos enlaces que permiten acceder a tales antecedentes³⁶.

A mayor abundamiento, **habiendo transcurrido más de tres meses** desde el inicio de las comunicaciones entre El Pelicano y el Coordinador en lo referido a la prorrata

³⁵ Carta PE23068, de El Pelicano al Coordinador, de fecha 19 de diciembre de 2023; p. 2.

³⁶ Los links del sitio web del Coordinador citados en la Carta DE 06002-2023 corresponden a los siguientes vínculos: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/03/F11-PR1-01_VF.pdf; <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/resumen-de-reduccion-de-energia-eolica-y-solar-durante-la-operacion-en-tiempo-real/>; y <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/registro-de-instrucciones-de-operacion-rio/>

de vertimiento, y habiendo vencido con creces el plazo para observar el IVTE Preliminar nov 2023, recién con fecha **29 de diciembre de 2023**, mediante la **Carta CEN 29/D**, el Coordinador dio respuesta a solicitudes de información enviadas por mi representada con anterioridad a las Cartas Pelicano, específicamente los días 22 de septiembre, 2 de octubre y 7 de noviembre, todos de 2023.

En dicha comunicación el Coordinador reproduce los mismos enlaces citados en la Carta DE 06002-2023, de 27 de diciembre de 2023, a través de los cuales supuestamente se podría acceder a las consideraciones de detalle del cálculo de los ajustes de generación y sus resultados, adjuntando, además, un archivo Excel que, a su juicio, permitiría obtener los factores aplicables tanto en el proceso de programación, como en la OTR, para asignar las reducciones de generación que correspondan.

De los hechos descritos precedentemente es posible apreciar que:

(i) El Coordinador ha entregado información técnica incompleta y parcelada, cuyo contenido es errado o insuficiente, atendido el tenor de lo solicitado por El Pelicano

Según se indicó previamente, pese a las reiteradas solicitudes de información dirigidas por El Pelicano al Coordinador a contar de septiembre de 2023, y sin mediar todavía una repuesta a las Cartas Pelicano (lo cual sólo ocurrió recién el 27 de diciembre de 2023), solamente a partir del 24 de noviembre de 2023 el Coordinador comenzó a publicar una pestaña “ERV” que incluye la predicción horaria de la energía disponible.

No obstante, cabe señalar que dicha información es insuficiente para reproducir los cálculos del Coordinador de la prorrata de vertimiento que aplica, finalmente, en la OTR, pues ellos no guardan relación con la magnitud del recorte de generación aplicable a la Central Pelicano.

Por otra parte, la Carta CEN DE 06002-23 y la Carta CEN 29/D, de 27 y 29 de diciembre de 2023, respectivamente, señalan que se podría calcular la prorrata a partir de los enlaces indicados en dichas comunicaciones, lo cual no es correcto.

Asimismo, el archivo Excel que se adjuntó a la Carta CEN 29/D tampoco informa cómo el Coordinador calcula las prorratas de vertimiento que efectivamente aplica en la OTR, que fue lo solicitado persistentemente por El Pelicano³⁷.

(ii) El Coordinador ha entregado información técnica de manera extemporánea

Pese a que parte de la información técnica fue solicitada por El Pelicano a partir del mes de septiembre de 2023, el Coordinador recién respondió dicha solicitud el 29 de diciembre de 2023, mediante la Carta CEN 29/D, esto es casi dos meses y medio después de formulada la petición.

³⁷ A modo de ejemplo, Carta PE23041, de 15 de noviembre de 2023, de El Pelicano.

En consecuencia, respecto a la programación de la operación, la OTR y posteriores balances de transferencias económicas de energía del período septiembre a diciembre de 2023, la información técnica solicitada por El Pelicano, para lograr reproducir los cálculos del Coordinador simplemente no le fue entregada, ni estuvo disponible.

Ello se aparta del estándar legal de oportunidad de la información pública que debe estar disponible y cuya verificación es responsabilidad del Coordinador, según lo dispuesto en el artículo 72°-8 de la LGSE.

(iii) Existe asimetría en la forma en que el Coordinador proporciona información técnica que le es requerida por distintos Coordinados, en relación con la prorrata de vertimiento que se aplica en la programación de la operación y, posteriormente, en la OTR

Cabe señalar que El Pelicano no es el único Coordinado que ha solicitado información técnica al Coordinador, para efectos de comprender racionalmente los cálculos de la prorrata de vertimiento aplicados por éste, y al cual se ha respondido de forma extemporánea respecto de la oportunidad para reconstruir dicho cálculo, objetarlo primeramente ante el Coordinador y, en su caso, reclamarlo respecto de prorratas de vertimiento erróneamente calculadas para la Central El Pelicano.

Efectivamente, y según se indicó *supra*, existen otros Coordinados que han dado cuenta de la misma falta de completitud y exactitud de la información técnica disponible, como es el caso de **Santiago Solar S.A.**, quien con fecha 9 de agosto de 2023 solicitó al Coordinador que le aclarase los criterios de prorrata aplicados a su planta fotovoltaica Santiago Solar, atendida la magnitud de la desviación entre la Potencia Máxima de dicha central y lo que terminaba recortándosele durante la OTR.

Al respecto, cabe señalar que el Coordinador respondió a Santiago Solar S.A. recién con fecha 29 de diciembre de 2023³⁸, es decir, casi **cuatro meses y medio** después de presentada la solicitud de información técnica sobre aplicación de la prorrata de vertimiento.

Además de la falta de oportunidad en la respuesta del Coordinador, se debe tener presente que el **contenido de la respuesta dada a Santiago Solar difiere de la explicación que el Coordinador dio a El Pelicano**, por cuanto se aseguró a Santiago Solar S.A. que *“las diferencias que puedan resultar del balance diario y post operativo de las reducciones individuales obedecen a la incertidumbre inherente a la que están sujetas las instrucciones en la operación en tiempo real”*.

A diferencia de lo informado a El Pelicano, el Coordinador en ninguna parte le mencionó a Santiago Solar S.A. que debía dirigirse a los enlaces indicados en la Carta CEN DE 06002-23 y la Carta CEN 29/D para poder, por sí mismo, calcular las prorratas de vertimiento efectivamente aplicada por el Coordinador en la OTR.

³⁸ Carta DE 06053-23, del Coordinador a Santiago Solar S.A.

Por el contrario, la respuesta del Coordinador a Santiago Solar S.A. es aún más desconcertante, porque sencillamente asumió que las enormes “pérdidas de producción de energía estimada”, mencionadas por dicho Coordinado, eran inherentes a la incertidumbre a la que están sujetas las instrucciones en la OTR.

Como se vio en la primera discrepancia, no se trata de incertidumbre, sino de diversidad de errores (por ejemplo, en la asignación no equitativa de la prorrata de vertimiento con infracción a la regla de artículo 45 del Reglamento), varios de ellos identificados por El Pelicano y otra serie de ellos consignados en el informe inodú.

En consecuencia, la información técnica proporcionada por el Coordinador no cumple los estándares legales de oportunidad, calidad, completitud y exactitud exigidos por el artículo 72°-8 de la LGSE, pese a que el propio Coordinador considera que la “disponibilidad y trazabilidad” de la información, junto con la “calidad y oportunidad” de ésta, forman parte de la “independencia y transparencia” a la que deben aspirar sus sistemas³⁹.

De este modo, por un lado, en lugar de encontrarse dicha información disponible oportunamente, *ex ante*, los Coordinados han tenido que solicitarla y esperar hasta cuatro meses y medio para recibir información parcial e insuficiente para los fines solicitados, esto es, entender y reproducir los cálculos de prorrata de vertimiento del Coordinador.

Lo anterior es de la mayor relevancia, toda vez que se afecta directamente el derecho de los Coordinados a observar oportunamente y de manera adecuada la programación de la operación, la OTR y, posteriormente, el respectivo IVTE, el cual no es otra cosa que un reflejo matemático conceptual de algo que ya ocurrió (y donde no existió la posibilidad de formular observaciones adecuadamente, ya que la información técnica de base para programar y despachar las transferencias no estuvo disponible *ex ante* para el respectivo Coordinado).

III.2.3. La información proporcionada por el Coordinador recién el 27 y 29 de diciembre, ambos de 2023, mediante la Carta CEN DE 06002-23 y Carta CEN 29/D, respectivamente, no permite reproducir matemáticamente sus cálculos para arribar a los valores de prorrata de vertimiento efectivamente aplicados a la Central Pelicano

Sobre este punto cabe señalar, en primer lugar, que del cumplimiento de las obligaciones de transparencia y publicidad del Coordinador depende la reproducibilidad de sus cálculos por parte de los Coordinados.

En el presente caso, cuando el artículo 59 del Reglamento establece que el Coordinador debe publicar la información, metodologías de cálculo, bases de datos, procedimientos utilizados, y los resultados de la programación de la operación, lo que hace es exigir al Coordinador que sus cálculos y aplicación de ellos permitan su **reproducibilidad** a los Coordinados.

³⁹ Estudio Específico Artículo Octavo Transitorio DS 125, 2017, Figura.2.1. factores claves que impulsa una transformación; p. 8.

Esto es, empleando el mismo algoritmo y los mismos datos que el Coordinador, poder llegar a sus mismos resultados, salvo que se identifique uno o más errores, derivados de la incorrecta aplicación de las reglas (por ejemplo, la asignación no equitativa de las prorratas de vertimiento a la luz del artículo 45 del Reglamento).

Lo anterior es concordante con los estándares legales de calidad, completitud, exactitud y oportunidad a los que debe aspirar el Coordinador a través de sus Sistemas de Información, bajo los principios de publicidad y transparencia, de conformidad con lo dispuesto en los artículos 72°-8 y 212°-2 de la LGSE.

En ese sentido se pronunció el Ministerio de Energía, en su consolidado de observaciones y respuestas al borrador del Reglamento, en donde manifestó a propósito de la determinación de costos que⁴⁰:

“6. Se establece que el Coordinador deberá resguardar la completitud, trazabilidad y veracidad de la información utilizada para la declaración de costos, pudiendo efectuar auditorías y solicitar los antecedentes que estime necesarios. Asimismo, deberá **publicar y mantener actualizada la información que permita reproducir la determinación de los respectivos costos**, debiendo adoptar las medidas necesarias para resguardar la confidencialidad y reserva de aquella información cuya publicidad, comunicación o conocimiento afecte el debido cumplimiento de sus funciones o derechos de las personas, especialmente en el ámbito de su vida privada o derechos de carácter comercial o económico”.

En esa misma línea se manifestó la Comisión Nacional de Energía (“CNE”), la que en su presentación relativa al Procedimiento Normativo sobre Funciones de Control y Despacho del SEN, de febrero de 2021, señaló a propósito de la Reprogramación de la Operación a considerar en el Reglamento que⁴¹:

“Toda la información que permita reproducir el reprograma deberá quedar debidamente registrada y publicada a disposición de los Coordinados en el sitio Web del Coordinador”.

Se trata de un antecedente normativo relevante que confirma que todo Coordinado es titular de la garantía de reproducibilidad de las decisiones de programación de la operación y de OTR que desarrolla el Coordinador.

No obstante, lo que ocurre en este caso es que la remisión de enlaces y el archivo Excel, efectuada por el Coordinador, mediante la Carta CEN DE 06002-23 y la Carta CEN 29/D, de 27 y 29 de diciembre de 2023, respectivamente, no permite a El Pelicano, Coordinado del SEN, reproducir el ejercicio matemático realizado por el Coordinador para determinar las prorratas de vertimiento efectivamente aplicadas a su Central El Pelicano, desatendiéndose de ese modo el mandato de los artículos 72-8° y 212-2° de la LGSE, en concordancia con lo dispuesto en el artículo 59 del

⁴⁰ Consolidación y Respuesta Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, Numeral III. Resultados del Proceso, párrafo 6; p. 2.

⁴¹ Proceso Normativo NT Funciones de Control y Despacho, Sesión 7, febrero de 2021; p. 25.

Reglamento.

Por el contrario, los cálculos desarrollados por El Pelicano, remitidos diariamente al Coordinador; junto a los casos ejemplificados en el informe inodú, evidencian una serie de errores, de parte del Coordinador, que configuran infracciones a las reglas de las normas de los artículos 45 y 58 del Reglamento.

En concreto, si El Pelicano quisiera por su cuenta reproducir la secuencialidad de pasos y cálculos del Coordinador, específicamente para arribar a los valores de las prorratas de vertimiento que efectivamente ha aplicado a su Central El Pelicano, **sería necesario contar con la siguiente información técnica, la que a esta fecha aún no está disponible:**

(i) La información utilizada por el Coordinador para calcular las prorratas de vertimiento que asigna en la OTR. Hoy en día lo que el Coordinador reporta es una planilla excel de vertimiento, que no es consistente, pues no se sabe de dónde el Coordinador obtiene las referencias para decidir a qué categoría de centrales les asigna efectivamente prorrata de vertimiento y cuáles no.

(ii) En el Registro de Instrucciones de Operación (RIO) las condiciones en que se efectúa el redespacho están incompletas, toda vez que no se sabe con certeza a qué centrales se asigna vertimiento, en qué magnitud y en qué zonas del SEN.

A partir del archivo excel por el Coordinador estarían disponibles las Potencias Máximas de las centrales, pero no existe una forma estandarizada de registrar en el RIO las situaciones de vertimiento que se están instruyendo en la OTR, que permita entender la racionalidad de cómo se calculan y distribuyen las prorratas de vertimiento. Lo anterior, pues no se reportan las Potencias disponibles de cada central a la que se le aplica el recorte de generación o prorrata de vertimiento.

(iii) No existe una explicación fundada del Coordinador en donde se indique cuál es el origen y naturaleza de las limitaciones operativas que, en su opinión, justificarían su exclusión de la aplicación de la prorrata de vertimiento.

(iv) Tratándose de la programación de la operación, es especialmente problemático que el pronóstico centralizado se publica dos meses después de ejecutada la OTR. Es decir, se hace imposible objetarlo oportunamente para cuestionar o controvertir la magnitud de prorrata de vertimiento efectivamente aplicada, en cuyo cálculo se considera, entre otros factores, el pronóstico centralizado de la respectiva central.

Cabe señalar que evidencia de que El Pelicano, como Coordinado, no dispuso de antecedentes, ni insumos elementales, para poder reproducir esos cálculos, es que mi representada se vio en la necesidad de **recurrir a una consultora experta en el mercado eléctrico, como es inodú**, para analizar e identificar los errores incurridos por el Coordinador, en algunos días de la operación del SEN durante los últimos meses, con ocasión de la aplicación de la regla del artículo 45 del Reglamento.

En ese sentido, en su inodú deja de manifiesto la función crítica que desempeña la

información técnica solicitada al Coordinador por El Pelicano, la cual debe estar disponible y actualizada permanentemente, toda vez que *“la falta de información de potencia disponible conduce a subestimar potencia vertida”* por la Central El Pelicano durante el año 2023⁴².

Asimismo, del informe de Inodú se desprende también que el Coordinador no solo no entrega la información técnica solicitada por El Pelicano, sino que la fuente a la que se remite contiene información errónea o que induce a equívoco. Señala Inodú que hay una *“falta de claridad en el significado de las instrucciones de prorrata de vertimiento que se menciona en el RIO”*⁴³. Esa falta de claridad obstaculiza la reproducibilidad de las decisiones del Coordinador.

Ello es más grave aún si se tiene presente que dicha información, por exigencia de la LGSE y demás normativa aplicable, debe ser pública y forma parte de las herramientas que posibilitan a un Coordinado, como es El Pelicano, ejercer su derecho de escrutinio respecto de las prorratas de vertimiento que ha aplicado el Coordinador a su Central El Pelicano, en términos de ser ellas **correctas, no arbitrariamente discriminatorias y técnicamente fundadas** respecto de unidades de generación de igual costo variable.

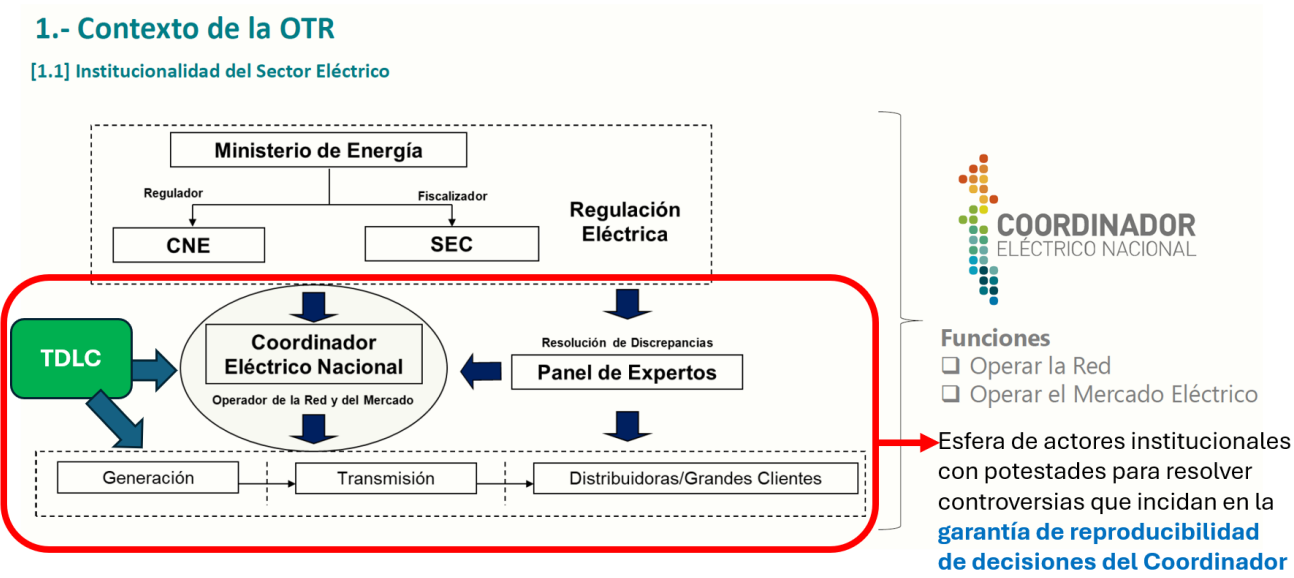
En efecto, el escrutinio de la racionalidad matemática y económica de los cálculos de prorrata de vertimiento del Coordinador, que asegure que son técnicamente fundadas y correctas, descansa en que la información sea transparentada por el Coordinador bajo estándares legales de calidad, completitud, exactitud y oportunidad.

El contar con información técnica que cumpla con tales estándares garantizará la reproducibilidad de la racionalidad matemática-económica de los cálculos del Coordinador, a partir de lo cual los Coordinados podrán contrastar la pertinencia, objetividad y carácter técnico fundado de los resultados, con miras a presentar las observaciones que tales cálculos les genere en el marco de la programación de la operación, la operación en tiempo real y posteriormente el respectivo IVTE, e incluso discrepar de la actuación del Coordinador ante este H. Panel, como se aprecia en la siguiente imagen.

⁴² Página 19.

⁴³ Página 22.

Figura N°14 – Diagrama de la arquitectura institucional que enmarca la programación de la operación y de la OTR⁴⁴.



En este sentido, es pertinente citar la jurisprudencia de este H. Panel, cuando señaló en su Dictamen 24-2011 que⁴⁵:

“Un supuesto básico para analizar las transferencias es que en el sistema eléctrico interconectado, de operación sujeta a coordinación y despacho centralizado, la producción de energía de cada planta generadora queda sometida a las regulaciones legales que parten de los objetivos de seguridad de suministro y mínimo costo, y no de la voluntad de gestión productiva de sus propietarios. Así, el ámbito en el que el propietario de una planta de generación interconectada puede tomar decisiones es acotado, ya que al momento de producir no decide para quién, pues lo hace requerido para satisfacer la demanda; ni conoce la cantidad de energía que un comercializador determinado requerirá; ni el valor final de la energía que inyecta. Solo se llegan a determinar estos actores **una vez transcurrida la operación, mediante métodos objetivos, en base a una liquidación de inyecciones y retiros, y de valorizaciones y adjudicación de créditos y débitos que formula un ente independiente de las partes, como el CDEC a través de su Dirección de Peajes, con la posibilidad de objeciones por los interesados (...)**”.

Esta jurisprudencia mantiene plena vigencia, toda vez que la naturaleza de las decisiones de programación de la operación, aplicación de la OTR, cálculo de las prorratas de vertimiento, transferencias económicas, entre otros actos que coordina y determina el Coordinador siguen estando esencialmente sujetas al derecho de todo Coordinado a objetarlas, cuestión que, en este caso, se hizo primeramente ante el propio Coordinador, a través de sucesivas objeciones de El Pelicano a los ajustes de generación aplicados por el Coordinador mediante las prorratas de vertimiento y, ante el rechazo de este último a lo solicitado, se ha recurrido a este

⁴⁴ Fuente: Elaboración con edición propia, sobre la base de la lámina 4 de la Presentación del Coordinador “Supervisión y Coordinación de la Operación en Tiempo real”, de mayo de 2020.

⁴⁵ Página 74. Salvo que se indique lo contrario, todos los destacados son nuestros.

H. Panel.

Cabe agregar que el Dictamen 24-2011 al destacar la trascendencia de esta materia, citó la Resolución N°22, de 19 de octubre de 2007, del H. Tribunal de Defensa de la Libre Competencia (“TDLC”), quien señaló en su oportunidad también sobre esta materia⁴⁶:

“Una característica particular de la industria eléctrica de nuestro país radica en que se ha entregado a organismos privados, los Centros de Despacho Económico de Carga (en adelante CDEC), entre otras tareas, la determinación de la operación eficiente y confiable de los sistemas interconectados, garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión y determinar las transferencias económicas entre las empresas interconectadas, por lo que resulta especialmente relevante que, en su funcionamiento, éstos mantengan una estructura que posibilite la neutralidad de sus decisiones técnicas (...).”

Esta consideración del TDLC también mantiene plena vigencia a esta fecha, dado que el Coordinador tiene las mismas funciones legales de determinar la operación eficiente y confiable de un sistema interconectado nacional como es el SEN; y de coordinar y determinar las transferencias económicas entre Coordinados (artículos 72°-1 y 72°-3 de la LGSE).

En consecuencia, **sigue siendo un objetivo de la regulación sectorial que las decisiones técnicas del Coordinador sean neutrales**: es decir que no se favorezca o discrimine arbitrariamente a uno o más Coordinados por aplicar erradamente decisiones de cálculo, como ocurre en el presente caso.

Sin embargo, para que ello se cumpla adecuadamente se requiere contar con información que observe los estándares legales de calidad, completitud, exactitud y oportunidad, lo cual en el caso de El Pelicano no se ha cumplido, cosa que le ha impedido reproducir matemáticamente los cálculos y secuencias procedimentales para determinar las prorratas de vertimiento efectivamente aplicadas a la Central Pelicano, en los mismos términos en que lo hizo el Coordinador.

Cabe hacer presente que El Pelicano ha buscado por distintos medios, y por un periodo prolongado, obtener la información necesaria y suficiente que permita a él y a cualquier interesado reproducir los cálculos del Coordinador, a la vez que ha buscado corregir los balances de transferencias, en la medida de lo posible.

III.2.3. Petición concreta al H. Panel

Se instruya al Coordinador para que publique, de modo permanente y actualizado, toda la información técnica que permita reproducir íntegramente los cálculos que desarrolla para determinar las prorratas de vertimiento en la programación de la operación y, posteriormente, en la OTR, siendo ella a lo menos la siguiente:

⁴⁶ Páginas 64 y 65.

- (a) la metodología de cálculo de la prorrata de vertimiento de las unidades generadoras bajo la aplicación del artículo 45 del Reglamento;
- (b) las bases de datos utilizadas para tal cálculo;
- (c) los procedimientos utilizados y los resultados que permitan calcular la prorrata de vertimiento efectivamente determinada para la Central El Pelicano y demás Coordinados;
- (d) todos los datos de entrada y supuestos de cálculo que se incluyen en el programa Plexos para desarrollar la programación de corto plazo.
- (e) todas las limitaciones de centrales de generación, debidamente justificadas mediante auditorías o ensayos u otros medios de prueba, que impiden al Coordinador aplicar las prorratas de vertimiento, de acuerdo con la normativa.
- (f) criterios de registro estandarizados que se utilizan en el RIO para instruir prorratas de vertimiento, que permitan reproducir la asignación de vertimiento a las unidades de generación.

POR TANTO,

En mérito de lo expuesto y de los documentos acompañados en el primer otrosí del presente escrito,

Sírvase el H. Panel: tener por presentadas las discrepancias desarrolladas, admitirlas a tramitación y, en su mérito y demás antecedentes, acoger las peticiones concretas formuladas por El Pelicano para cada una de ellas.

PRIMER OTROSÍ: Dando cumplimiento a lo prescrito por la letra d) del artículo 32 del Reglamento del H. Panel, se acompaña copia de los siguientes documentos:

1. Carta Ingreso CEN DE04955-23 de 9 de agosto de 2023, dirigida por Francis Martinez, Encargada Suplente de Santiago Solar S.A., a Ernesto Huber, Director Ejecutivo del Coordinador.
2. Carta Ingreso CEN DE05692-23 de 22 de septiembre de 2023, dirigida por Felipe Cuevas, Encargado de WPD Duqueco SpA, a Rodrigo Espinoza, Gerente de Operaciones de Coordinador.
3. Carta PE23027 (Ingreso CEN DE05718-23) de 22 de septiembre de 2023, dirigida por Hugo Vits, Gerente General de El Pelicano, a Ernesto Huber, Director Ejecutivo del Coordinador.
4. Cadena de correos electrónicos iniciada por correo de 22 de septiembre de 2023, dirigido por Hugo Vits, Gerente General de El Pelicano, a Patricio Valenzuela, Subgerente de Operaciones del Coordinador; y finalizada por correo 11 de octubre de 2023 de Patricio Valenzuela.
5. Carta PE23033 (Ingreso CEN DE05903-23), de 2 de octubre de 2023, dirigida por Hugo Vits, Gerente General de El Pelicano, al Coordinador.

6. Carta PE23039 (Ingreso CEN DE06755-23), de 7 de noviembre de 2023, dirigida por Hugo Vits, Gerente General de El Pelicano, a Ernesto Huber, Director Ejecutivo del Coordinador.
7. Correo electrónico de 10 de noviembre de 2023, dirigido por Hugo Vits, Gerente General de El Pelicano, a Ernesto Huber, Director Ejecutivo del Coordinador.
8. Carta PE23041 (Ingreso CEN DE06927-23), de 15 de noviembre de 2023, dirigida por Hugo Vits, Gerente General de El Pelicano, a Rodrigo Espinoza, Gerente de Operaciones del Coordinador.
9. Carta PE23042 (Ingreso CEN DE06928-23), de 16 de noviembre de 2023, dirigida por Hugo Vits, Gerente General de El Pelicano, a Rodrigo Espinoza, Gerente de Operaciones del Coordinador.
10. Carta PE23043 (Ingreso CEN DE06945-23), de 17 de noviembre de 2023, dirigida por Hugo Vits, Gerente General de El Pelicano, a Rodrigo Espinoza, Gerente de Operaciones del Coordinador.
11. Carta PE23044 (Ingreso CEN DE06971-23), de 18 de noviembre de 2023, dirigida por Hugo Vits, Gerente General de El Pelicano, a Rodrigo Espinoza, Gerente de Operaciones del Coordinador.
12. Carta PE23045 (Ingreso CEN DE06972-23), de 19 de noviembre de 2023, dirigida por Hugo Vits, Gerente General de El Pelicano, a Rodrigo Espinoza, Gerente de Operaciones del Coordinador.
13. Carta PE23046 (Ingreso CEN DE06973-23), de 20 de noviembre de 2023, dirigida por Hugo Vits, Gerente General de El Pelicano, a Rodrigo Espinoza, Gerente de Operaciones del Coordinador.
14. Carta PE23047 (Ingreso CEN DE07020-23), de 21 de noviembre de 2023, dirigida por Hugo Vits, Gerente General de El Pelicano, a Rodrigo Espinoza, Gerente de Operaciones del Coordinador.
15. Carta PE23048 (Ingreso CEN DE07041-23), de 22 de noviembre de 2023, dirigida por Hugo Vits, Gerente General de El Pelicano, a Rodrigo Espinoza, Gerente de Operaciones del Coordinador.
16. Carta PE23051 (Ingreso CEN DE07070-23), de 23 de noviembre de 2023, dirigida por Hugo Vits, Gerente General de El Pelicano, a Rodrigo Espinoza, Gerente de Operaciones del Coordinador.
17. Carta PE23052 (Ingreso CEN DE07109-23), de 24 de noviembre de 2023, dirigida por Hugo Vits, Gerente General de El Pelicano, a Rodrigo Espinoza, Gerente de Operaciones del Coordinador.

18. Correo electrónico de 24 de noviembre de 2023, dirigido por Hugo Vits, Gerente General de El Pelícano, a Rodrigo Espinoza y Gretchen Zbinden, del Coordinador.
19. Carta PE23053 (Ingreso CEN DE07124-23), de 25 de noviembre de 2023, dirigida por Hugo Vits, Gerente General de El Pelícano, a Rodrigo Espinoza, Gerente de Operaciones del Coordinador.
20. Carta PE23054 (Ingreso CEN DE07125-23), de 26 de noviembre de 2023, dirigida por Hugo Vits, Gerente General de El Pelícano, a Rodrigo Espinoza, Gerente de Operaciones del Coordinador.
21. Carta PE23055 (Ingreso CEN DE07126-23), de 27 de noviembre de 2023, dirigida por Hugo Vits, Gerente General de El Pelícano, a Rodrigo Espinoza, Gerente de Operaciones del Coordinador.
22. Carta PE23056 (Ingreso CEN DE07160-23), de 28 de noviembre de 2023, dirigida por Hugo Vits, Gerente General de El Pelícano, a Rodrigo Espinoza, Gerente Operaciones del Coordinador.
23. Carta PE23057 (Ingreso CEN DE07192-23), de 29 de noviembre de 2023, dirigida por Hugo Vits, Gerente General de El Pelícano, a Rodrigo Espinoza, Gerente Operaciones del Coordinador.
24. Carta PE23058 (Ingreso CEN DE07211-23), de 30 de noviembre de 2023, dirigida por Hugo Vits, Gerente General de El Pelícano, a Rodrigo Espinoza, Gerente Operaciones del Coordinador.
25. Correo electrónico de 30 de noviembre de 2023, dirigido por Hugo Vits, Gerente General de El Pelícano, a Patricio Valenzuela, Subgerente de Operaciones del Coordinador.
- 25.1 Archivo Word adjunto a correo electrónico de 30 de noviembre de 2023, titulado "Ecuaciones Vert Art 45".
26. Carta PE23059 (Ingreso CEN DE07249-23), de 01 de diciembre de 2023, dirigida por Hugo Vits, Gerente General de El Pelícano, a Rodrigo Espinoza, Gerente de Operaciones del Coordinador.
27. Carta PE23060 (Ingreso CEN DE07265-23), de 02 de diciembre de 2023, dirigida por Hugo Vits, Gerente General de El Pelícano, a Rodrigo Espinoza, Gerentes de Operaciones del Coordinador.
28. Carta GM N°217/2022 (Ingreso CEN DE06204-22), de 02 de diciembre de 2022, dirigida por Iván Cabrera, Encargado Titular de Colbún S.A., a Ernesto Huber, Director Ejecutivo del Coordinador.
29. Carta PE23061 (Ingreso CEN DE07266-23), de 03 de diciembre de 2023, dirigida por Hugo Vits, Gerente General de El Pelícano, a Rodrigo Espinoza, Gerente de Operaciones del Coordinador.

30. Carta PE23062 (Ingreso CEN DE07267-23), de 04 de diciembre de 2023, dirigida por Hugo Vits, Gerente General de El Pelicano, a Rodrigo Espinoza, Gerente de Operaciones del Coordinador.
31. Carta PE23063 (Ingreso CEN DE07300-23), de 05 de diciembre de 2023, dirigida por Hugo Vits, Gerente General de El Pelicano, a Rodrigo Espinoza, Gerente de Operaciones del Coordinador.
32. Carta PE23064 (Ingreso CEN DE07322-23), de 06 de diciembre de 2023, dirigida por Hugo Vits, Gerente General de El Pelicano, a Rodrigo Espinoza, Gerente de Operaciones del Coordinador.
33. Carta PE23065 (Ingreso CEN DE07350-23), de 07 de diciembre de 2023, dirigida por Hugo Vits, Gerente General de El Pelicano, a Rodrigo Espinoza, Gerente de Operaciones del Coordinador.
34. Correo electrónico de 11 de diciembre de 2023, dirigido por Hugo Vits, Gerente General de El Pelicano, a Patricio Valenzuela y Juan Pablo Avalos del Coordinador.
- 34.1 Planilla Excel adjunto de correo electrónico de 11 de diciembre de 2023, titulado "ENERGIA_2023-12-11_2023-12-11 LLANO".
35. Correo electrónico de 12 de diciembre de 2023, dirigido por Hugo Vits, Gerente General de El Pelicano, a Patricio Valenzuela y Juan Pablo Avalos del Coordinador.
36. Cadena de correos electrónicos iniciada por correo de 13 de diciembre de 2023 a las 9:58 horas, dirigido por Hugo Vits, Gerente General de El Pelicano, a Patricio Valenzuela y otros, del Coordinador y finalizada por correo de Hugo Vits de 13 de diciembre a las 10:28 horas.
37. Cadena de correos electrónicos iniciada por correo de 13 de diciembre de 2023 a las 14:41 horas, dirigido por Hugo Vits, Gerente General de El Pelicano, a Patricio Valenzuela, Subgerente de Operaciones del Coordinador y finalizada por correo de Hugo Vits de 15 de diciembre de 2023 a las 08:34 horas.
38. Carta DE05766-23 de 14 de diciembre de 2023, dirigida por Marcelo Rubio, Subgerente Transacciones de Mercado del Coordinador, a Empresas Coordinadas.
39. Carta PE23068 de 19 de diciembre de 2023, dirigida por Hugo Vits, Gerente General de El Pelicano, a Marcelo Rubio, Subgerente Transacciones de Mercado del Coordinador.
40. Correo electrónico de 19 de diciembre de 2023, dirigido por Hugo Vits, Gerente General de El Pelicano, a Patricio Valenzuela y Juan Pablo Avalos del Coordinador.

41. Correo electrónico de 20 de diciembre de 2023, dirigido por Hugo Vits, Gerente General de El Pelicano, a Patricio Valenzuela y Juan Pablo Avalos del Coordinador.
42. Cadena de correos electrónicos iniciada por correo de 20 de diciembre de 2023 a las 18:01 horas, dirigido por Hugo Vits, Gerente General de El Pelicano, a Patricio Valenzuela y Juan Pablo Avalos del Coordinador, finalizada por correo de 20 de diciembre a las 19:08 horas de Ernesto Huber, del Coordinador.
43. Carta DE06002-23 de 27 de diciembre de 2023, dirigida por Rodrigo Espinoza, Gerente de Operación del Coordinador, a Hugo Vits, Gerente General de El Pelicano.
44. Carta DE06056-23 de 29 de diciembre de 2023, dirigida por Rodrigo Espinoza, Gerente de Operación del Coordinador, a Felipe Cuevas, Encargado Titular de WPD Duqueco SpA.
45. Carta DE06053-23 de 29 de diciembre de 2023, dirigida por Rodrigo Espinoza, Gerente de Operación del Coordinador, a Francis Martinez, Encargada Suplente de Santiago Solar S.A.
46. Carta DE06083-23 de 29 de diciembre de 2023, dirigida por Rodrigo Espinoza, Gerente de Operación del Coordinador a Matías Burton, Encargado Titular de El Pelicano.
- 46.1 Planilla Excel adjunto a carta DE06083-23, titulado "Copia de Centrales_Prorrata (5)".
47. Planilla Excel con respuestas del Coordinador a las observaciones de las empresas Coordinadas al IVTE Preliminar, correspondiente al mes de noviembre 2023.
48. Correo electrónico de 8 de enero de 2024, dirigido por Hugo Vits, Gerente General de El Pelicano, a Patricio Valenzuela y otros del Coordinador.
49. Planilla Excel elaborada por el Coordinador de registro de la Reducción de Energía Eólica y Solar durante la OTR, correspondiente al mes de noviembre de 2023.
50. Planilla Excel elaborada por el Coordinador de registro de la Reducción de Energía Eólica y Solar durante la OTR, correspondiente al mes de diciembre de 2023.
51. Informe de inodú titulado "Análisis de Vertimiento en el SEN", de enero de 2024.
52. Archivo Rar. con bases de datos utilizadas en la elaboración de Informe Inodú y para la elaboración propia de El Pelicano de gráficos dispuestos en la presente discrepancia, titulado "03. Datos y reportes".

Sírvase el H. Panel: tener por acompañados estos antecedentes.

SEGUNDO OTROSÍ: A fin de dar cumplimiento a lo dispuesto por el artículo 32, letra f), del Reglamento del H. Panel, para efectos de las comunicaciones por parte de este último, informamos las siguientes direcciones de correo electrónico:

hvits@pelicanosolar.cl

jquintanilla@quintanillaabogados.cl

mcampos@quintanillaabogados.cl

Asimismo, para efectos de estas notificaciones, referidas en esa misma disposición, informamos como domicilio para estos efectos Avenida Nueva Tajamar 481, Oficina 2104, Torre Norte, comuna de Las Condes, Santiago.

Sírvase el H. Panel: tener por informado domicilio para efectos de practicar las notificaciones.

TERCER OTROSÍ: Solicito al H. Panel tener presente que mi personería para actuar en representación de El Pelicano Solar Company SpA consta en el Acta de Sesión de Directorio de fecha 17 de julio de 2018, reducida a escritura pública con fecha 25 de julio de 2018 en la Notaría de don Patricio Raby Benavente, Repertorio N° 7474-2018, inscrito a fojas 59866 N° 30724 del Registro de Comercio de Santiago, cuya copia digital fue subida al Sistema de Tramitación de Discrepancias Electrónico (STDE) del H. Panel.

Sírvase el H. Panel: tenerlo presente.

CUARTO OTROSÍ: Solicito el H. Panel tener presente que designo abogada patrocinante y confiero poder para obrar en este procedimiento a los abogados habilitados para el ejercicio de la profesión señor Jorge Quintanilla Hernández y señora Maribel Campos Villenas, quienes firman el presente escrito en señal de aceptación. Para estos efectos, ella se encuentra domiciliada en Nueva Tajamar 481, Torre Norte, oficina 2104, comuna de Las Condes.

Sírvase el H. Panel: tenerlo presente.

