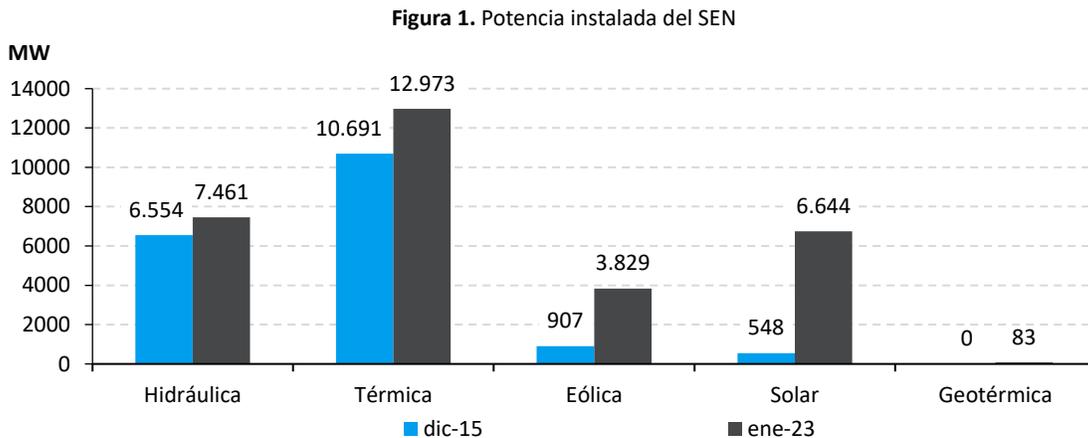


Perspectiva y proyecciones de vertimiento para energía solar-eólica; ¿atribuido exclusivamente a restricciones de transmisión de energía?

Por: Ariel Celis y Felipe Vásquez
Área modelación Valgesta Nueva Energía

En los últimos años, el parque generador del Sistema Eléctrico Nacional ha orientado su crecimiento principalmente hacia las tecnologías solar y eólica, llegando a representar desde un 8% de la capacidad instalada a fines del año 2015 a un 34% a inicios del año 2023. Prueba de esto, resulta ser la capacidad de generación que ha ingresado a la matriz energética desde diciembre del año 2015 hasta enero de 2023: 2.922 MW de capacidad eólica y 6.096 MW de capacidad solar.



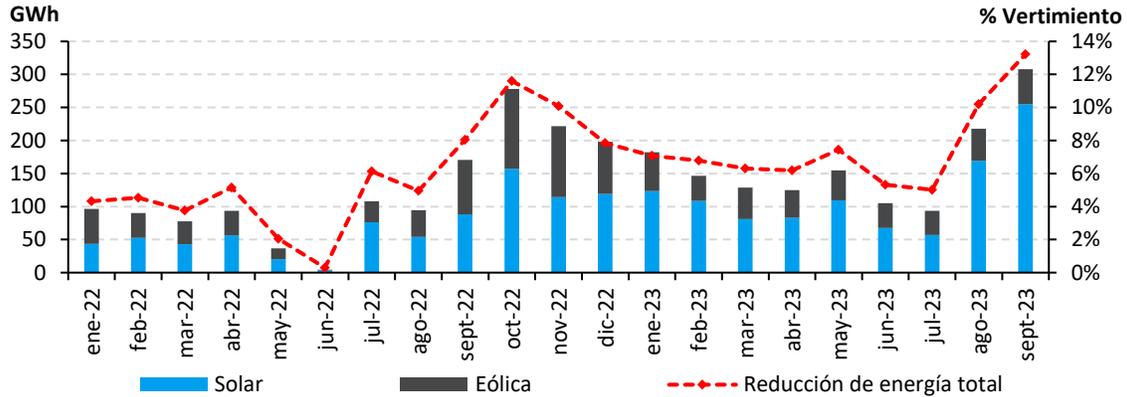
En el último tiempo se han evidenciado limitaciones de inyección (vertimiento/reducción de energía) para estos tipos de tecnologías, dadas por un sistema de transmisión que no es capaz de transportar en su totalidad la capacidad instantánea de generación (concentrada en ciertas zonas del país) hacia las principales zonas de consumo en el centro del país en periodos específicos del día. Sin embargo, se proyecta que esta no será la razón exclusiva del origen del vertimiento de energía, dado que existirá sobreoferta de generación solar y eólica, que al igual que el caso de limitación de transmisión, ocurre en ciertas horas del día.

Si analizamos la historia, en el año 2022, la totalidad de vertimiento de energía renovable ascendió a 1.469 GWh, distribuyéndose en 828 GWh, un 5,6% de vertimiento, para la tecnología solar y 641 GWh, un 6,8% de vertimiento, para la tecnología eólica.

En el presente año 2023, tan solo considerando desde el mes de enero a septiembre, el total se acerca a valores de 1.461 GWh, en comparativa a su símil del año 2022, que alcanzó valores de 772 GWh, un 68,9% superior en términos de porcentaje de vertimiento de energía¹. La siguiente gráfica expone los niveles de vertimiento de energía históricos para ambos periodos antes mencionados, demostrando un alza sostenida en el presente año respecto al año 2022.

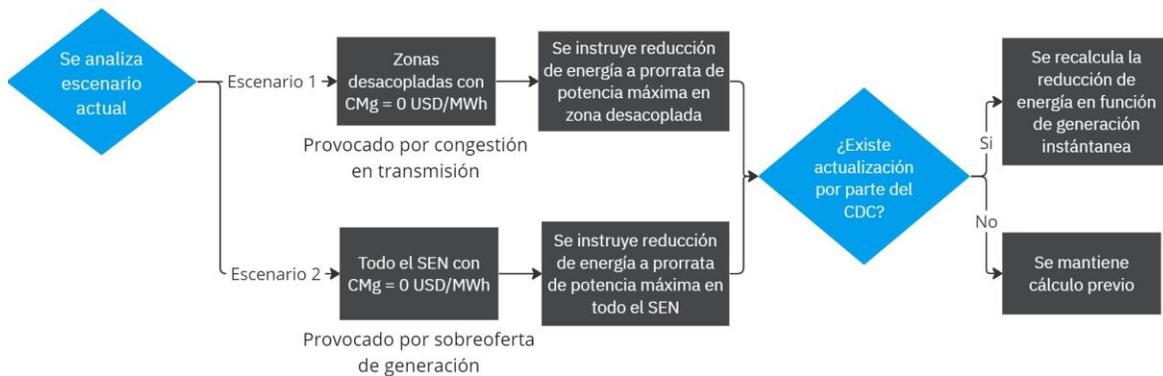
¹ Se define % Reducción = $\frac{Reducción}{Reducción+Generación}$

Figura 2. Vertimiento de energía histórico



Respecto a esta problemática desde la arista regulatoria, en julio de 2023 se publicó la versión actualizada del documento “Procedimiento Interno – Prorrata de Generación de Centrales de Igual Costo Variable” por parte del CEN, en el cual se detallan las condiciones y escenarios para reducir la generación de las centrales con igual costo variable. Respecto a las centrales con costo variable cero, se identifican en la siguiente figura los escenarios en los que se debe aplicar vertimiento de energía.

Figura 3. Metodología de asignación de vertimiento de energía CEN

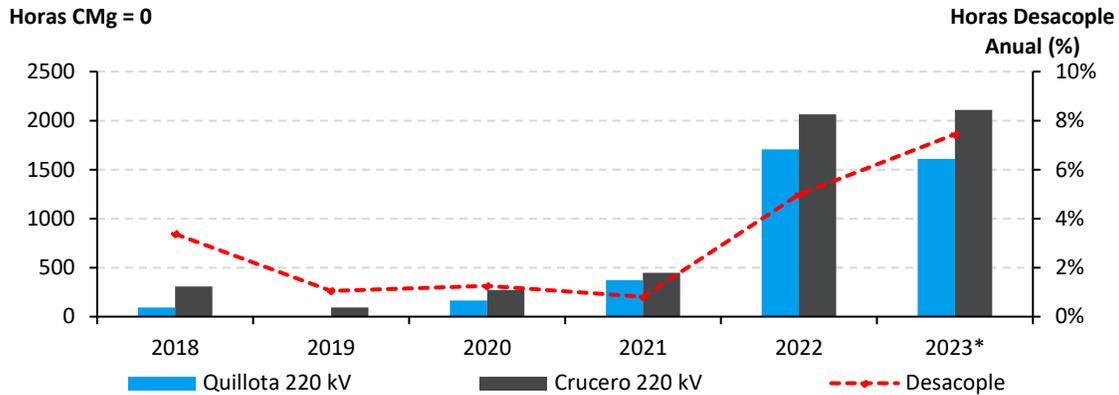


Diversas observaciones fueron realizadas por algunos agentes del sector eléctrico hacia el documento, entre las cuales se encuentran observaciones respecto a la definición de potencia máxima de las centrales y su relación con la capacidad de generación instantánea de las centrales, además de la aplicación para aquellas centrales solares acompañadas de sistemas de almacenamiento (centrales híbridas).

Las centrales híbridas tendrán impacto en el mercado eléctrico, dado que la componente de sistema de almacenamiento permitirá disminuir los niveles de vertimiento de energía y trasladar la energía en bloques solares hacia la noche. Actualmente, se encuentran operativas tres centrales de este tipo en el SEN: Andes II-B, Alfalfal y Salvador, que totalizan una capacidad de almacenamiento de 885 MWh. La capacidad de almacenamiento de este tipo de centrales alcanzaría un valor de 2.523 MWh a finales del año 2024, considerando aquellos sistemas de almacenamiento declarados en construcción.

Siguiendo la línea de los escenarios definidos en el documento, bajo el primer caso, se logra identificar una situación que afecta típicamente al SEN: la congestión de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV, desacoplando la zona norte del país con costo marginal cero en determinados periodos de tiempo. En la siguiente figura se da una prueba de la frecuencia de ocurrencia de ambos escenarios en los últimos años, presentando la cantidad de horas con costo marginal cero de las barras Crucero 220 kV y Quillota 220 kV, y el porcentaje de horas al año con desacople² entre estas.

Figura 4. Desacoples históricos



* Corresponde al periodo hasta octubre de 2023.

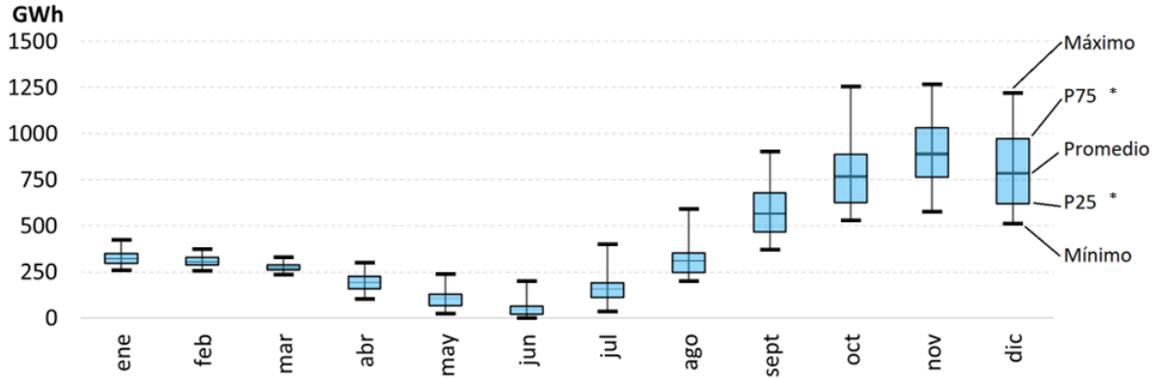
Las proyecciones realizadas por Valgesta prevén un alza en los niveles de vertimiento de energía renovable solar y eólica para el año 2024, originadas por congestión en líneas de transmisión y sobreoferta de generación. Un aspecto relevante que considerar es la variación interanual, influenciada por el aporte hidroeléctrico que varía principalmente por el periodo de deshielo (agosto a diciembre), y la diferencia en aporte solar entre meses de verano (como diciembre) y meses de invierno (como junio).

Las proyecciones capturan tal variabilidad a través de la representación de series hidrológicas y diversos escenarios de generación solar y eólica, construidos a través de la información histórica recopilada. Es posible visualizar un rango de variación del vertimiento de energía para el mes de junio entre un mínimo de 0 y un máximo de 197 GWh, mientras que aquel rango se incrementa entre valores de 509 y 1.218 GWh, respectivamente, para el mes de diciembre, tal como lo expone la Figura 5.

Otro ejercicio de interés en la proyección realizada corresponde a identificar y cuantificar el vertimiento de energía causada por los dos escenarios mencionados previamente, de tal forma de evidenciar el impacto de cada uno de ellos. Para ello, se simula una operación con capacidad de transmisión de energía de forma infinita, es decir, sin restricciones en el transporte de energía desde zonas con alta concentración de generación solar y eólica hacia centros de consumo que puedan ocasionar congestiones. La Tabla 1 muestra la diferencia en el volumen de vertimiento de energía total de ambas proyecciones

² Porcentaje de horas al año en el que existe desacople entre los costos marginales de las barras Crucero 220 kV y Quillota 220 kV, en la condición que Crucero 220 kV tenga costo marginal cero.

Figura 5. Variabilidad en vertimiento de energía proyectada para año 2024



* P25 y P75 corresponden a los percentiles 25 y 75 respectivamente.

Tabla 1. Vertimiento de energía anual para proyecciones con y sin restricciones de transmisión (GWh)

Comparación de proyecciones			
Año	Vertimiento Promedio de Caso Base	Vertimiento Promedio de Caso Transmisión infinita	% Variación
2024	4.763	3.953	-17,0%

Aunque usualmente se atribuye el origen del vertimiento de manera casi exclusiva a restricciones de transmisión, las proyecciones antes expuestas muestran que la sobreoferta de generación solar y eólica en ciertos instantes del día originan en gran parte el vertimiento de energía. Por lo que, al eliminar teóricamente las congestiones en transmisión de energía proyectadas y existentes actualmente, no se evitaría que sigan existiendo niveles significativos de vertimiento, y este tan solo se disminuiría en un 17% respecto a la situación proyectada base.

Lo anterior se traduce en una reducción del porcentaje de vertimiento de un 12,8% anual, en el caso base, a un 10,6% en el caso sin restricción de transmisión, siendo este último atribuido de manera exclusiva a la sobreoferta de generación solar y eólica.

En función de los orígenes del vertimiento de energía antes mencionados, con el principal objetivo de alcanzar un correcto proceso de transición energética, resulta conveniente avanzar en mejoras desde el punto de vista regulatorio y técnico. Dentro de este primer punto se encuentran las mejoras al proceso de expansión de la transmisión, recogidas por el proyecto de ley de transición energética, y respecto del segundo, propiciando el desarrollo de tecnologías complementarias a la generación solar y eólica, como los mencionados sistemas de almacenamiento.

Por otro lado, en línea con lo concluido en el Boletín N°11 expuesto por Valgesta Nueva Energía (noviembre del año 2023), a continuación, se presentan los resultados de vertimiento de energía para tres casos: escenario base, escenario con capacidad de transmisión ilimitada y escenario con adición de sistemas de almacenamiento por 1,9 GWh (380 MW-5hrs.) al año 2026.

Tabla 2. Vertimiento de energía anual para casos definidos (GWh)

Comparación de proyecciones			
Periodo	Vertimiento Promedio de Caso Base	Vertimiento Promedio de Caso Transmisión infinita	Vertimiento Promedio de Caso 1,9 GWh a 2026
2026-2029	5.771	5.232	5.355
% Variación	-	-9,3%	-7,2%
2030-2032	3.372	3.372	3.201
% Variación	-	0%	-5,1%

En base a lo expuesto, es posible enfatizar el aporte los sistemas de almacenamiento a la reducción de vertimiento originada por la sobreoferta de generación solar y eólica en ciertos periodos de tiempo, moviendo esta temporalmente para su uso en otros bloques horarios. Este análisis permite complementar los impactos de la incorporación de sistemas de almacenamiento al Sistema Eléctrico Nacional, evaluando diversas alternativas de acción.

Según señalan las proyecciones, la totalidad del vertimiento estimado en el largo plazo (definido de manera posterior al año 2030) se originará debido a la sobreoferta de generación en determinados periodos del día, por lo que no existirán diferencias entre el caso base y aquel con capacidad de transmisión ilimitada.

Respecto a los casos con adición de sistemas de almacenamiento, existe una reducción significativa del vertimiento, con especial énfasis en el corto plazo (2026-2029), obteniéndose una variación del 7,2%. Por otra parte, en el largo plazo (2030-2032) esta diferencia se reduce un valor de 5,1%. Los niveles de vertimiento en este periodo de proyección se reducen considerablemente respecto al corto plazo, debido fundamentalmente a la puesta en servicio operativo de la línea HVDC Kimal – Lo Aguirre 500 kV, que suprime en su totalidad el vertimiento originado por congestión en transmisión, según indican las proyecciones.

Pese a que, según indican las proyecciones, se produce una importante reducción de los niveles de vertimiento por la adición de sistemas de almacenamiento, este análisis se complementa con la comparación entre los costos de inversión asociados respecto a los beneficios originados en términos de costos operativos. Este último, se exhibió en detalle en el referido Boletín mencionado anteriormente, obteniéndose resultados desfavorables a través de una reducción del costo de operación del sistema bastante menor respecto de la inversión.

Finalmente, en función de todo lo expuesto, cabe recalcar la relevancia de analizar los orígenes de la ocurrencia del vertimiento de energía, entendiendo el contexto del sistema eléctrico actual y las decisiones de inversión en infraestructura de generación de diversos agentes, incluyendo a su vez, la inversión en sistemas de almacenamiento y el rol que estos tipos de sistemas cumplen en la transición energética del país.