

Reporte Mensual del Sector Eléctrico Diciembre 2022

Contenido

| Editorial | 2 |
|--|-----|
| Análisis de operación | 4-5 |
| Generación | 4 |
| Hidrología | 4 |
| Costos Marginales | 5 |
| Proyección de costos marginales Systep | 6 |
| Análisis por empresa | 7-8 |
| Suministro a clientes regulados | 9 |
| Energías Renovables No Convencionales | 9 |
| Expansión del Sistema | 10 |
| Proyectos en SEIA | 11 |
| Seguimiento regulatorio | 11 |



2022, un año que deja tareas pendientes

Este año fue muy activo para el sector eléctrico, que ha estado marcado por eventos tales como una licitación para clientes regulados no exitosa, altos costos marginales, problemas de insolvencia de generadoras, entre otros. No obstante, también hay tareas que se arrastran de administraciones anteriores (estabilización de tarifas, procesos tarifarios, reglamento de potencia, entre otros), las cuales, si bien han tenido algún grado de avance, aún hay retrasos que pueden complicar el panorama del sector. A continuación, queremos destacar algunas materias que marcaron el año 2022.

Procesos tarifarios de transmisión y distribución: Los procesos de tarificación de Valorización de Sistemas de Transmisión 2020-2023 (VATT)¹ y del Valor de Distribución 2020-2024 Agregado (VAD)² presentan retrasos de al menos dos años en su desarrollo. En el caso de la tarificación de la transmisión, la demora se explica en parte por ser el primer proceso llevado a cabo bajo la nueva ley de transmisión³, y por las dificultades en la revisión y unificación de criterios del estudio para los sistemas nacional y zonal, en el cual participaron dos empresas consultoras diferentes. Cabe destacar que también ha habido una demora de prácticamente un año en la toma de razón por parte de Contraloría, lo cual contribuye también al atraso para la publicación del decreto respectivo. Sin perjuicio de ello, la CNE ha publicado los cargos semestrales de transmisión para el periodo 2023-1 considerando los valores resultantes del último estudio tarifario.

En el caso del proceso de tarificación de distribución, este es el primer estudio realizado con los cambios metodológicos introducidos por la Ley Corta de Distribución⁴ (estudio único con posibilidad de presentar discrepancias ante el Panel de Expertos, aumento de 6 a 12 áreas típicas, reducción de la tasa de retorno a un mínimo de 6% después de impuestos hasta un máximo de 10%), impactando de esta forma en su tiempo de ejecución. La demora en la publicación de tarifas tiene impactos a nivel de los clientes finales y de los ingresos de las empresas, entre las que destaca la baja costo-reflectividad requerida para dar las señales adecuadas al sector, además de dar origen a una acumulación de saldos que deberán ser restituidos posteriormente.

En este contexto, se deben publicar lo antes posible los decretos tarifarios de transmisión y distribución, con la finalidad de reducir sus efectos negativos.

Fondo de estabilización de tarifas: debido a diversas razones, pero en particular el alza en el tipo de cambio, el fondo de estabilización de tarifas (PEC), el cual contemplaba un monto de US\$ 1.350 millones para estabilizar las tarifas a clientes regulados, superó su límite en julio de este año y llegaría en la práctica a aproximadamente US\$ 2.431 millones este año5. Producto de lo anterior se aprobó un nuevo Mecanismo de Protección al Cliente (ley MPC6) que cuenta con un nuevo fondo destinado a estabilizar las tarifas, el cual considera US\$ 1.800 millones de financiamiento externo y aportes de hasta US\$ 20 millones anuales de Hacienda, más aportes provenientes de un nuevo cargo adicional de servicio público pagado por clientes libres y regulados (aproximadamente US\$ 170 millones anuales). Sin embargo, el atraso en la publicación de los decretos de Precio Nudo Promedio (PNP) provoca una mayor acumulación de saldos que lo proyectado, atentando contra la sostenibilidad del mecanismo en el largo plazo. En esta línea, el mecanismo explicita que los saldos acumulados deben extinguirse a más tardar a diciembre de 2032, de modo que, dadas las reglas de este, la principal forma de no sobrepasar los límites del fondo sería con alzas absorbidas mayoritariamente por las tarifas a los clientes regulados pertenecientes al tercer segmento (consumo superior a 500 kWh/mes), en el cual se encuentran clientes regulados comerciales industriales. Mientras más tarde la aplicación de la ley, más difícil será recuperar los saldos y el impacto de futuras alzas del tercer segmento podría ser relevante, lo que pone urgencia en la publicación de tarifarios en las fechas decretos correspondan.

Mercado de corto plazo: el mercado eléctrico de corto plazo ha estado marcado por diferentes situaciones. En primer lugar, el alza en el precio de los combustibles, la baja disponibilidad de agua y gas, y la menor disponibilidad de centrales térmicas, han resultado en un alza en los costos marginales del sistema⁷. En efecto, durante 2022 el costo marginal promedio en la barra Alto Jahuel 220 kV (108,9 US\$/MWh) fue un 23,4% mayor que en 2021 (83,4 US\$/MWh). Por otro lado, la congestión en la transmisión y el alza en costos laterales y sistémicos, sumado a los descalces de los perfiles físicos de inyecciones y retiros, generaron la insolvencia de dos

¹ Informe Técnico Definitivo Valorización de la Transmisión 2020-2023.

² Informe Técnico VAD 2020-2024, recientemente publicado. Las distribuidoras pueden presentar discrepancias ante el Panel de Expertos. ³ Ley N° 20.936, Ministerio de Energía, julio 2016.

⁴ Ley N° 21.194, Ministerio de Energía, diciembre 2019.

⁵ <u>Informe Técnico Definitivo PNP Julio 2022</u>, CNE, junio 2022. No vigente debido a modificaciones introducidas por la Ley 21.472 (MPC).

⁶ Ley N° 21.472, que crea MPC, agosto 2022.

⁷ Presentación CNE, última sesión mesa público-privada.

empresas con activos de generación renovables, decidieron no seguir cumpliendo obligaciones para lo cual solicitaron su suspensión del mercado de corto plazo. En este escenario, la CNE instauró una mesa público-privada para analizar las causas particulares y sistémicas que están influyendo en el corto, mediano y largo plazo⁸. Luego de concluir el 1 de diciembre, algunos aspectos sugeridos por las asociaciones y entidades que participaron de la mesa fueron⁹: visibilizar costos laterales y sistémicos, redistribuir ingresos tarifarios por desacoples del sistema de transmisión y revisar el marco regulatorio de las licitaciones. Sin embargo, estas medidas apuntan a mejorar estructuralmente al sector en el mediano-largo plazo, quedando por ver cómo se resolverá el panorama inmediato para aquellos generadores con problemas de solvencia. La CNE comprometió la publicación de un informe antes de fin de año a modo de cierre del proceso y con medidas concretas propuestas por la autoridad, las que se espera apunten no sólo al mediano-largo plazo como ocurrió con gran parte del diagnóstico y propuestas hechas por los incumbentes. En esta línea, las conclusiones de la mesa de trabajo deben traducirse en medidas concretas de corto plazo que permitan resolver los problemas presentes y despejar las dudas sobre los riesgos del sector de generación.

Descarbonización y requerimientos de flexibilidad en el SEN: actualmente se encuentran en el Congreso dos proyectos de ley, (i) descarbonización acelerada a 2025 y (ii) prohibición de inyectar energía eléctrica proveniente de combustibles fósiles a partir de 2030. El primero de ellos se encuentra en pausa desde junio de 2021, mientras que en abril de 2022 se presentaron indicaciones para el segundo. También, se busca acelerar el desarrollo de renovables mediante el Proyecto de Ley que promueve la participación de las energías renovables, aumentando la cuota ERNC a un 40% hacia 2030¹⁰. Tanto el ministro Diego Pardow como el Coordinador Eléctrico Nacional han presentado meta 2030 como el para descarbonización, pero no hay un proyecto de ley o acuerdo vinculante para esto. En este contexto, es necesario tener en consideración que la seguridad operacional y la flexibilidad del sistema eléctrico nacional, ambos aspectos técnicos, son el pilar fundamental donde descansa la meta descarbonización acelerada, cuyos ejes claves son el desarrollo de un sistema y operaciones seguras y flexibles, sumado a un marco regulatorio en materia de almacenamiento y nuevas tecnologías flexibles¹¹.

En particular, los sistemas de almacenamiento y las centrales ERV con sistemas de almacenamiento incorporado permiten suficiente flexibilidad para responder durante las horas de demanda máxima y en horas no solares, asegurando una operación segura. En este sentido, la regulación pertinente apunta en la dirección correcta al haberse aprobado la Lev de Almacenamiento Electromovilidad¹². En este contexto, es necesario realizar estudios técnicos profundos que analicen la seguridad operacional del sistema, en particular el comportamiento dinámico y otras materias afines, permitan establecer una estrategia aue técnicamente sostenible de reemplazo de las centrales carboneras por ERV.

Por otra parte, sigue pendiente el reglamento de potencia de suficiencia, que fue retirado de Contraloría, en el cual se deberían despejar las dudas respecto de la remuneración a los beneficios que brindan los sistemas de almacenamiento. Con todo, la discusión de una meta de descarbonización no puede centrarse sólo en definir un año para el retiro de centrales, más bien debe trabajarse en las condiciones habilitantes para ello, como el aumento de capacidad de generación gestionable y el almacenamiento, así como las mejoras necesarias en la capacidad de transmisión.

Los hechos anteriores hacen necesario recalcar cómo una buena y oportuna regulación permite dar señales correctas a los distintos agentes que participan del sistema eléctrico nacional, contrario a una regulación poco efectiva, que afecta el desarrollo del sector y lo hace menos eficiente.

Si bien existen avances en otras materias, tales como la estrategia de hidrógeno verde, electromovilidad y almacenamiento, la autoridad deberá realizar un intenso trabajo durante el primer trimestre del próximo año para finalizar los procesos tarifarios, aplicar la estabilización de tarifas, realizar licitaciones exitosas para clientes regulados, entre otros. Sin embargo, también la industria debe apoyar y aportar con su visión, pues finalmente es todo el sector eléctrico el que se verá afectado si no se resuelven aquellas materias más urgentes.

⁸ Mesa público-privada, CNE 2022.

⁹ <u>Presentación CNE</u>, diciembre 2022.

¹⁰ Impulsa la participación de las energías renovables en la matriz energética nacional, 2022.

¹¹ <u>Estrategia de flexibilidad para el SEN</u>, Ministerio de Energía, septiembre 2020

¹² Ley N° 21.505, promueve el almacenamiento de energía eléctrica y electromovilidad, noviembre 2022.



Análisis de operación

Generación

En el mes de noviembre, la generación total del SEN fue de 6.801 GWh/mes, un 0,2% mayor a octubre de 2022 (6.790 GWh/mes) y un 1,2% superior a noviembre de 2021 (6.718 GWh/mes) (Ver Figura 1).

La participación de la generación eólica y carbón se redujo un 20% y 50% respectivamente en relación con noviembre 2021. En contraste, la participación de la generación hidráulica, gas, solar y diésel aumentó en un 55%, 7%, 12% y 20% respectivamente en relación con el mismo mes del año anterior (Ver figura 1).

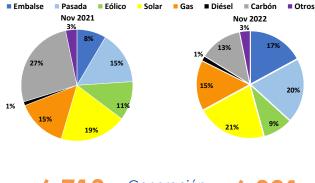
Durante noviembre estuvieron en mantenimiento mayor las centrales de Carbón: Angamos, Norgener-NTO2, Santa María y IEM (30, 30, 23 y 17 días respectivamente); las centrales hidráulicas: El Toro, Canutillar, Abanico, Las Lajas y Rapel (21, 3, 7, 9 y 2 días respectivamente); las centrales de gas: Candelaria 1, San Isidro II, Tocopilla-U16 y Los Guindos TG1 (30, 30, 14 y 4 días respectivamente) y finalmente las centrales diésel: Los Pinos, Los Vientos, Olivos y Chagual (19, 23, 4 y 3 días respectivamente).

Con respecto a la generación bruta del mes de noviembre, la potencia máxima generada fue de 10.967 MW el día 25 y la mínima fue de 7.544 MW el día 6. La Figura 2 muestra el ciclo de la generación durante este mes, la cual es más alta durante los días hábiles y más baja durante los fines de semana.

Hidrología

En noviembre la energía embalsada en el SEN superó los niveles del año anterior. Se mantiene aún en niveles históricamente bajos, representando un 73% del promedio mensual entre los años 1994 y 2021 (ver Figura 3). En lo que va del año hidrológico 2022/2023 (noviembre 2022), el nivel de excedencia acumulada es igual a 84%, es decir, se ubica en el 16% de las hidrologías más secas observadas a igual fecha.

Para mayor detalle de la operación del Sistema, ver <u>Estadísticas Systep</u>, sección Datos de Operación del SEN



6.718 Generación total del GWh/mes mes GWh/mes

Figura 1: Energía mensual generada en el SEN (Fuente: CEN)



Figura 2: Generación bruta del SEN a noviembre 2022 (Fuente: CEN)

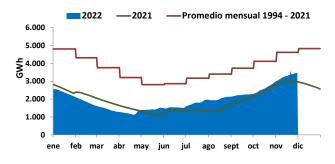


Figura 3: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE – CEN)



Análisis de operación

Costos Marginales

En noviembre de 2022 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 112,0 US\$/MWh, lo cual registró un aumento de 34,3% con respecto a octubre 2022 (83,4 US\$/MWh), y un aumento de 65,3% respecto a noviembre de 2021 (67,8 US\$/MWh). Los costos en demanda alta fueron determinados por el diésel, y en demanda baja principalmente por el gas y el carbón (ver Figura 4).

Por su parte, el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220, en noviembre de 2022, fue de 90,9 US\$/MWh, lo cual reflejó un aumento de un 40,9% respecto a octubre 2022 (64,5 US\$/MWh), y un aumento de 26,4% respecto a noviembre de 2021 (71,9 US\$/MWh). Estos costos estuvieron determinados por el valor del diésel en demanda alta y por el valor del carbón, del agua y del gas en demanda baja (ver Figura 5).

Durante el mes de noviembre se observaron variaciones de costos marginales a lo largo del SEN, fundamentalmente debido a la congestión en las líneas de transmisión que unen el norte – centro y el centro – sur del sistema (ver Figura 6). El total de desacoples del SEN fue de 858 horas.

Los tramos con más horas de desacoples fueron: Linares 66 – Chacahuin 66 (196 horas), Lastarria 220 – Ciruelos 220 (102 horas), Charrua 220 – Mulchen 220 (101 horas), Crucero 220 – M.Elena 220 (65 horas), con un desacople promedio de 11,3 US\$/MWh, 177,5 US\$/MWh, 139,2 US\$/MWh y 14,6 US\$/MWh, respectivamente (ver Tabla 1).

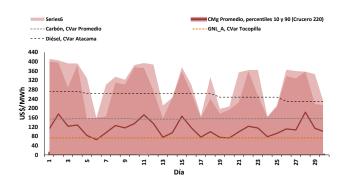


Figura 4: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de noviembre para Crucero 220 (Fuente: CEN)

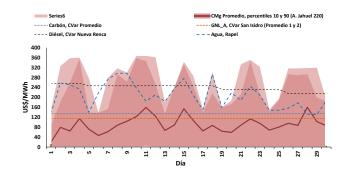


Figura 5: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de noviembre para Alto Jahuel 220 (Fuente: CEN)

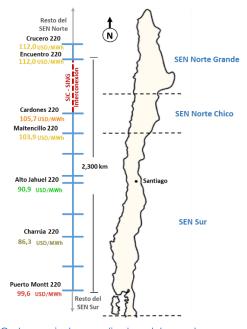


Figura 6: Costo marginal promedio de octubre en barras representativas del Sistema (Fuente: CEN) $\,$

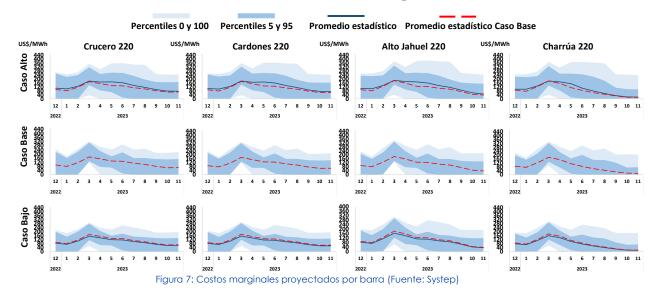
Tabla 1: Desacople promedio por tramo congestionado en sistema de transmisión (Fuente: CEN)

| Lineas con desacoples | Horas | Desacople promedio USD/MWh |
|-------------------------------|-------|-------------------------------|
| LINARES 066 - CHACAHUIN 066 | 196 | 11,3 |
| LASTARRIA 220 - CIRUELOS 220 | 102 | 177,5 |
| CHARRUA 220 - MULCHEN 220 | 101 | 139,2 |
| CRUCERO 220 - M.ELENA 220 | 66 | 14,6 |
| D.ALMAGRO 220 - D.ALMAGRO 110 | 54 | 10.9 |

| Lineas con desacoples | Horas | Desacople promedio USD/MWh |
|--------------------------------|-------|-------------------------------|
| CALAMA 220 - CALAMA 110 | 50 | 10,3 |
| CHARRUA 154 - L.ANGELES 154 | 48 | 63,2 |
| POLPAICO 500 - N.P.AZUCAR 500 | 48 | 132,1 |
| NIRIVILO 066 - CONSTIT. 066 | 47 | 353,2 |
| D ALMAGRO 220 - CACHIYUYAL 220 | 38 | 13.1 |



Proyección Systep de costos marginales a 12 meses



Conforme a la información publicada en los últimos informes de programación y operación del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), se realizó una proyección de costos marginales a 12 meses. Considerando el comportamiento real de la demanda hasta noviembre 2022, la proyección de la demanda considera un crecimiento total de 2.5% para el año 2022 respecto del año 2021. Se definieron tres escenarios de operación distintos: Caso Base que considera los supuestos descritos en la Tabla 2; un Caso Bajo que considera una baja en 10% del costo de combustible; y un Caso Alto en el cual se considera que solamente San Isidro y U16 tienen disponibilidad de Gas y un aumento en 10% del costo de combustible, presentado en la Tabla 2.

Tabla 2: Supuestos considerados en las simulaciones

| | Supuesto | S | Caso Bajo | Caso Base | Caso Alto |
|------------------------|--------------------|---------------------|-----------|-----------|-----------|
| Crecimiento demanda | 2022 | (Proyectada) | 2,5% | 2,5% | 2,5% |
| | | Mejillones 1 y 2 | 371,4 | 412,7 | 454,0 |
| | | Angamos | 320,4 | 356,0 | 391,6 |
| | Carbón | Guacolda (promedio) | 330,9 | 367,6 | 404,4 |
| | US\$/Ton | Andina | 359,5 | 399,4 | 439,4 |
| | 035/1011 | Hornitos | 345,5 | 383,9 | 422,3 |
| | | Norgener | 334,3 | 371,4 | 408,6 |
| | | N. Ventanas | 324,7 | 360,8 | 396,8 |
| | Diesel US\$/Bbl | Quintero | 142,2 | 158,0 | 173,8 |
| Precios | (Quintero) | Mejillones | 143,7 | 159,7 | 175,6 |
| combustibles | | San Isidro 1 | 12,3 | 13,7 | 15,0 |
| combastibles | GNI | Nehuenco 1 | 11,8 | 13,1 | - |
| | US\$/MMBtu | Mejillones CTM3 | 11,5 | 12,8 | - |
| | O S S / IVIIVID LU | U16 | 11,5 | 12,8 | 14,1 |
| | Kelar | 13,2 | 14,7 | - | |
| | | San Isidro 2 | 9,0 | 10,0 | - |
| | GN | U16(1) | 9,0 | 10,0 | - |
| | US\$/MMBtu | Nehuenco 2 | 9,0 | 10,0 | - |
| | | Nueva Renca | 9,0 | 10,0 | - |

(1) 9,8 US\$/MMBtu Nov-Mar, GNL Oct-Abr

Es importante mencionar que, dadas las posibles modificaciones al plan de obras de generación y transmisión considerado, junto a la postergación de los mantenimientos informados por el Coordinador, no es

posible garantizar que los supuestos anteriores ocurran exactamente como se han modelado, pudiendo existir divergencias en los costos marginales proyectados con respecto los costos reales.

En los siguientes 12 meses se espera la entrada en operación de 3.321,9 MW de nueva capacidad, de los cuales 2.229 MW son solares (con 180 MW asociados a sistemas de almacenamiento), 860,2 MW eólicos, 142,0 MW de biomasa, 60,2 MW hidroeléctricos de pasada y 202,5 MW térmicos. Además, se considera el retiro de Ventanas 2 de 208,6 MW para marzo de 2023.

En los gráficos de la **Figura 7**, se muestra un análisis estadístico de los costos marginales proyectados por Systep, en el cual se destacan distintos percentiles que revelan el efecto de considerar simultáneamente, tanto la variabilidad hidrológica como los distintos niveles de demanda que pueden ocurrir durante los meses.

La línea azul muestra un promedio estadístico de los costos marginales esperados para las distintas barras. El área azul contiene el 90% de los costos marginales calculados (registros entre el percentil 5% y 95%) usando los distintos bloques de los meses y todas las hidrologías consideradas, mientras que el área celeste incluye el 100% de los costos marginales calculados (registros entre el percentil 0% y 100%).



Análisis por empresa

A continuación, se presenta un análisis del mercado spot por empresa, donde se considera para cada una la operación consolidada del SEN.

En noviembre, Enel aumentó su generación diésel mientras que disminuyó su generación en base a GNL, carbón, gas natural e hidráulica con respecto al mes anterior. Por su parte, Colbún aumentó su producción hidráulica mientras que disminuyó su generación en base a carbón y gas natural. Por otro lado, AES Andes aumentó su generación de carbón y solar. Engie disminuyó su producción carbón y gas mientras que aumentó su generación solar y diésel. Por último, Tamakaya disminuyó su producción de gas natural mientras que aumentó su generación diésel.

En noviembre, las empresas Enel, AES Andes y Engie fueron deficitarias, mientras que Tamakaya y Colbún fueron excedentaria.

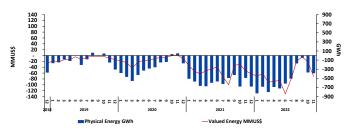
Enel Chile

| 24 | 37 | 34 |
|------------|--|---|
| 149 | 147 | 116 |
| 118 | 185 | 168 |
| 768 | 1.261 | 1.248 |
| 117 | 2 | 1 |
| 9 | 239 | 269 |
| 213 | 52 | 52 |
| 10 | 9 | 38 |
| Nov 2021 | Oct 2022 | Nov 2022 |
| Generación | por Fuente (GWh |) |
| | Nov 2021 10 213 9 117 768 118 149 | 10 9 213 52 9 239 117 2 768 1.261 118 185 149 147 |

^{*}Incluye Pehuenche, EGP y GasAtacama, entre otros.

| Costos variables promedio (US\$/MWh) | | | | |
|--|----------|----------|--|--|
| Central | Nov 2021 | Nov 2022 | | |
| San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II) | 114,9 | 115,0 | | |
| San Isidro GN_A (TG1+TV1, prom. I y II) | 43,7 | 74,9 | | |
| Taltal Diesel (Prom I y II) | 230,9 | 121,3 | | |
| Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C) | 166,3 | 255,0 | | |

| Central | Nov 2021 | Nov 2022 |
|--|----------|----------|
| Embalse Ralco | 83,7 | 53,0 |
| Transferencias de Energía noviembre 2022 | | |
| Total Generación (GWh) | | 1.927 |
| Total Retiros (GWh) | | 2.317 |
| | | |

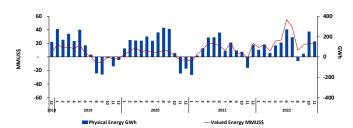


Colbún

| Generación por Fuente (GWh) | | | | |
|-----------------------------|----------|----------|----------|--|
| | Nov 2021 | Oct 2022 | Nov 2022 | |
| Diésel | 6 | 6 | 1 | |
| Carbón | 0 | 176 | 43 | |
| Gas Natural | 241 | 410 | 403 | |
| GNL | 11 | 0 | 0 | |
| Hidro | 296 | 590 | 594 | |
| Solar | 2 | 42 | 53 | |
| Eólico | 0 | 0 | 0 | |
| Total | 556 | 1,224 | 1.094 | |

| Central Nov 2021 Nov 2022 | | | | | |
|---|-------|-------|--|--|--|
| Santa María | 34,5 | 61,3 | | | |
| Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II) | 105,4 | 101,7 | | | |
| Nehuenco GN_A (TG1+TV1, Prom. I y II) | 34,5 | 78,8 | | | |
| Nehuenco Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II) 136,4 221,1 | | | | | |

| Central | Nov 2021 | Nov 2022 | |
|------------------------------|----------------|----------|--|
| Embalse Colbún | 73,4 | 123,5 | |
| Transferencias de Energía | noviembre 2022 | | |
| Total Generación (GWh) | | 1.094 | |
| Total Retiros (GWh) | | 941 | |
| Transf. Físicas (GWh) | | 153 | |
| Transf. Valorizadas (MMUS\$) | | | |
| | | | |

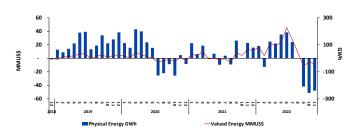


AES Andes

| Generación por Fuente (GWh) | | | | |
|-----------------------------|----------|----------|----------|--|
| | Nov 2021 | Oct 2022 | Nov 2022 | |
| Diésel | 0 | 0 | 0 | |
| Carbón | 934 | 438 | 461 | |
| Gas Natural | 0 | 0 | 0 | |
| GNL | 0 | 0 | 0 | |
| Hidro | 91 | 94 | 97 | |
| Solar | 29 | 17 | 25 | |
| Eólico | 41 | 52 | 46 | |
| Total | 1.095 | 601 | 629 | |

^{*}Incluye Cochrane, Campiche, Los Cururos y Angamos, entre otras.

| 033/14/44/11) | |
|---------------|--------------|
| Nov 2021 | Nov 2022 |
| 64,0 | 140,1 |
| 56,2 | 135,9 |
| 67,4 | 155,4 |
| | |
| | 631 |
| | 870 |
| | |
| | 64,0 56,2 |



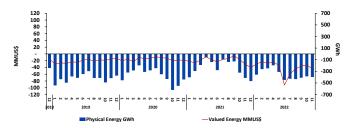


Análisis por empresa

Engie

| Generación por Fuente (GWh) | | | |
|-----------------------------|----------|----------|----------|
| | Nov 2021 | Oct 2022 | Nov 2022 |
| Diésel | 0 | 0 | 3 |
| Carbón | 336 | 162 | 154 |
| Gas Natural | 61 | 118 | 87 |
| GNL | 50 | 0 | 0 |
| Hidro | 5 | 14 | 9 |
| Solar | 31 | 85 | 86 |
| Eólico | 33 | 36 | 35 |
| Total | 516 | 415 | 375 |

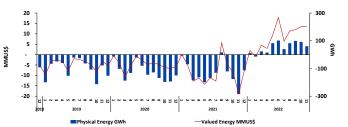
| Central | Nov 2021 | Nov 2022 |
|---|-------------------|------------|
| Andina Carbón | 60,9 | 157,2 |
| Mejillones Carbón | 79,5 | 173,2 |
| Tocopilla GNL A (U16-TG1+TV1) | 42,5 | 72,9 |
| Transferred to the Free | fr t b 2022 | |
| Transferencias de Energ | ía noviembre 2022 | |
| Total Generación (GWh) | ía noviembre 2022 | 375 |
| Total Generación (GWh) | ía noviembre 2022 | 375 773 |
| Transferencias de Energ Total Generación (GWh) Total Retiros (GWh) Transf. Físicas (GWh) | ía noviembre 2022 | |



Tamakaya Energía (Central Kelar)

| Generación por Fuente (GWh) | | | | |
|-----------------------------|----------|----------|----------|--|
| | Nov 2021 | Oct 2022 | Nov 2022 | |
| Diésel | 0 | 12 | 28 | |
| Carbón | 0 | 0 | 0 | |
| Gas Natural | 0 | 0 | 0 | |
| GNL | 9 | 94 | 45 | |
| Hidro | 0 | 0 | 0 | |
| Solar | 0 | 0 | 0 | |
| Eólico | 0 | 0 | 0 | |
| Total | 9 | 105 | 73 | |





Para mayor detalle sobre empresas del Sistema, ver <u>Estadísticas Systep</u>, sección Información de empresas del SEN.



Suministro a clientes regulados

El precio promedio de los contratos firmados entre generadores y empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados, indexado a noviembre de 2022, es de 125,7 US\$/MWh para el Sistema Eléctrico Nacional, referidos a barra de suministro (ver Tabla 3).

En la Tabla 4 se muestran los precios de licitación promedios de algunas empresas distribuidoras, utilizando como referencia la barra de oferta. Se observa que actualmente Enel Distribución y SAESA acceden a menores precios, mientras que CGED accede a los precios más altos en comparación con las restantes distribuidoras.

Los valores de la Tabla 3 y 4 consideran los contratos adjudicados hasta el proceso 2015/01.

Para mayor detalle sobre Precios de Licitación, ver <u>Estadísticas Systep</u>, sección Precios de licitación SEN

Tabla 3: Precio medio de licitación indexado a noviembre de 2022 por generador, en barra de oferta (Fuente: CNE. Elaboración: Systep)

| Empresa Generadora | Precio Medio Contratos | Energía Contratada año 2022 | |
|--------------------------------|------------------------|-----------------------------|--|
| Empresa deneradora | US\$/MWh | GWh | |
| ENDESA | 146,8 | 12.515 | |
| E-CL | 171,5 | 7.570 | |
| ENEL GENERACIÓN | 62,6 | 5.918 | |
| AES GENER | 160,5 | 4.929 | |
| El Campesino | 156,0 | 4.000 | |
| COLBÚN | 115,1 | 3.650 | |
| ACCIONA | 94,4 | 1.106 | |
| Abengoa | 141,4 | 950 | |
| IBEREÓLICA CABO LEONES II S.A. | 58,3 | 858 | |
| Aela Generación S.A. | 90,6 | 856 | |
| HUEMUL ENERGÍA (Caman) | 47,8 | 638 | |
| HUEMUL ENERGÍA (Coihue) | 48,6 | 638 | |
| PANGUIPULLI | 142,6 | 565 | |
| CONDOR ENERGÍA (Esperanza) | 53,2 | 528 | |
| CONDOR ENERGÍA (C° Tigre) | 51,7 | 462 | |
| CONDOR ENERGÍA (Tchamma) | 48,9 | 440 | |
| San Juan SpA. | 126,2 | 420 | |
| WPD MALLECO (Malleco) | 61,7 | 397 | |
| HUEMUL ENERGÍA (Ckani) | 52,5 | 374 | |
| Pelumpén S.A. | 100,6 | 335 | |
| PUELCHE SUR EÓLICA | 54,3 | 286 | |
| MARIA ELENA SOLAR | 35,9 | 280 | |
| SONNEDIX COX | 65,0 | 264 | |
| Ibereolica Cabo Leones I S.A. | 110,3 | 195 | |
| WPD MALLECO (Malleco II) | 61,2 | 192 | |
| Otros | 97,1 | 1.679 | |
| Precio Medio de Licitación | 125,7 | 50.043 | |

^{*} Todos los procesos hasta la fecha indexados al 11/2022, ponderado por energía contratada del año 2022

Tabla 4: Precio medio de licitación indexado a noviembre de 2022 por distribuidora, en barra de oferta (Fuente: CNE. Elaboración: Systep)

| Precio Medio Contratos US\$/MWh | Energía Contratada año 2022 GWh | |
|------------------------------------|--|--|
| 109,0 | 17.900 | |
| 139,9 | 14.446 | |
| 122,0 | 3.847 | |
| 119,6 | 5.083 | |
| 122,3 | 41.277 | |
| | US\$/MWh 109,0 139,9 122,0 119,6 | |

Energías Renovables No Convencionales

De acuerdo con el último balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) publicado con datos de octubre, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 6.015 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 792 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante octubre fue igual a 2.631 GWh.

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 54% (1.431 GWh) seguido por el aporte eólico con un 30% (781 GWh), luego los aportes de tipo hidráulico, biomasa y geotérmica con un 11%, 4% y 1% respectivamente (283, 103 y 31 GWh respectivamente, ver Figura 8).

Durante noviembre de 2022 se registró 211 GWh de energía solar y eólica vertida, lo que refleja una reducción del 20 % con respecto a octubre 2022 (278 GWh) y un aumento del 127% con respecto a noviembre del 2021 (98 GWh, ver Figura 9).

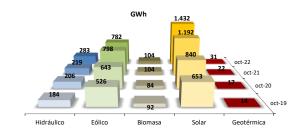


Figura 8: Generación ERNC histórica reconocida (Fuente: CEN)

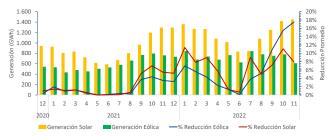


Figura 9: Vertimiento renovable desde Nogales al norte durante el mes de noviembre (Fuente: CEN)



Expansión del Sistema

Plan de obras

De acuerdo con la RE-860 CNE (29-11-2022) "Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción", se espera la entrada de 6.261 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 71,4% corresponde a tecnología solar (4.468 MW), un 15,9% a tecnología eólica (996 MW), un 6,2% de tecnología hidráulica (380 MW), un 4,2% de tecnología solar con BESS (262 MW), un 1,5% de tecnología térmica (91 MW), un 1,0% de tecnología BESS (60 MW) y un 0,1% de tecnología biomasa (3 MW).

De acuerdo con la información anterior, la Tabla 5 muestra las principales centrales (potencia mayor a 10 MW) del plan de obras de generación de la CNE para los próximos 12 meses.

Tabla 5: Centrales mayores a 10 MW en Plan de Obras a 12 meses (Fuente:

| Proyecto | Fecha estimada de interconexión | Tipo de tecnología | Potencia neta [MW] | |
|-----------------------------------|------------------------------------|--------------------|-----------------------|--|
| PE Llanos del Viento | nov-22 | Eólica | 156 | |
| Parque Eólico Manantiales | nov-22 | Eólica | 27 | |
| Las Salinas | dic-22 | Solar | 364 | |
| Central de Respaldo Maitencillo | dic-22 | Térmica | 67 | |
| Parque Eólico Cardonal | dic-22 | Eólica | 33 | |
| Finis Terrae, Extensión Etapa 2 | dic-22 | Solar | 18 | |
| Parque Eólico Atacama | dic-22 | Eólica | 165 | |
| Campo Lindo - Etapa 1 | ene-23 | Eólica | 63 | |
| Parque Eólico Caman - Etapa 1 | feb-23 | Eólica | 146 | |
| CH Los Lagos | feb-23 | Hidráulica | 49 | |
| Virtual Reservoir Etapa 2 (VR2) | mar-23 | BESS | 49 | |
| Parque Fotovoltaico El Manzano | abr-23 | Solar | 87 | |
| Proyecto Solar Fotovoltaico Elenc | jun-23 | Solar | 68 | |
| Andes IV | jun-23 | Solar + BESS | 130 | |
| Ampliación Andes Solar IIB | jun-23 | Solar + BESS | 17 | |
| Parque FV Willka | jul-23 | Solar | 98 | |
| Parque Eólico La Cabaña Etapa | ago-23 | Eólica | 47 | |
| Ampliación Parque Tchamma | ago-23 | Eólica | 18 | |
| Planta Solar Fotovoltaica Doña A | sept-23 | Solar | 75 | |
| Planta Solar CEME 1 | oct-23 | Solar | 380 | |
| Punta de Talca | oct-23 | Eólica | 80 | |
| Parque Eólico San Matías | oct-23 | Eólica | 82 | |

Para mayor detalle sobre expansión del Sistema, ver Estadísticas Systep, sección Infraestructura del SEN.



Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)

En el Sistema Eléctrico Nacional, los proyectos de generación en calificación, a noviembre de 2022, totalizan 12.301 MW con una inversión de MMUS\$ 13.276 mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 72.313 MW con una inversión de MMUS\$ 129.166 (ver Tabla 6).

Durante el mes noviembre, cuatro proyectos obtuvieron su RCA favorable, dos corresponden a proyectos solares, uno eólico y uno de almacenamiento. Por otro lado, entraron en calificación siete nuevos proyectos aportando con una capacidad de 741 MW, de los cuales destacan el proyecto eólico Pampa Fidelia de 337 MW ubicado en Taltal y el proyecto Parina Solar de 248 MW en la comuna de Calama. Finalmente, cinco proyectos fueron desistidos o no calificados en el periodo con una potencia de 349 MW.

Tabla 6: Proyectos de generación aprobados y en calificación de estudio de impacto ambiental en el Sistema Eléctrico Nacional (Fuente: SEIA)

| | En calificación | | Aprobados | |
|------------------------|-----------------|-----------|-----------|-----------|
| Tipo de Combustible | Potencia | Inversión | Potencia | Inversión |
| | (MW) | (MMUS\$) | (MW) | (MMUS\$) |
| Eólico | 3.949 | 4.931 | 13.866 | 24.756 |
| Hidráulica | 0 | 0 | 3.926 | 6.654 |
| Solar | 5.186 | 5.596 | 36.121 | 61.166 |
| Gas Natural | 518 | 495 | 6.408 | 6.314 |
| Geotérmica | 0 | 0 | 170 | 710 |
| Diesel | 0 | 0 | 2.957 | 6.565 |
| Biomasa/Biogás | 0 | 0 | 463 | 932 |
| Carbón | 0 | 0 | 7.030 | 13.603 |
| Termosolar | 560 | 450 | 1.075 | 8.000 |
| Mixto (Solar + Eólica) | 2.033 | 1.624 | 289 | 440 |
| Total | 12.301 | 13.276 | 72.313 | 129.166 |

Para mayor detalle sobre Proyectos en Evaluación SEIA, ver Estadísticas Systep, sección Infraestructura.

Seguimiento regulatorio

Comisión Nacional de Energía

- Se publica Plan Normativo Anual 2023 (ver más).
- Se Publica resolución exenta N°898, que Aprueba Informe Técnico Definitivo para la Fijación de los Cargos a que se Refieren los Artículos 115° y 116° de la Ley General de Servicios Eléctricos (cargos únicos de transmisión, ver más).
- Se publica Informe Técnico del Cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución (ver más).
- Se publica Informe Preliminar de Previsión de Demanda Eléctrica 2022-2042 (ver más).
- Se publica Informe Técnico Definitivo con Precios de Nudo Promedio del Sistema Eléctrico Nacional (ver más).

Panel de Expertos

• Finaliza discrepancias 38-2022 contra el Coordinador por la Reliquidación del Balance de Potencia de Suficiencia 2021 (ver más).

Ministerio de Energía

• Se publica en el Diario Oficial Decreto Nº11T, que Fija Precios de Nudo de Corto Plazo (ver más).



Descargue las estadísticas del Reporte Systep y del sector eléctrico desde nuestro sitio web.

- Datos de la operación
- **Precios**
- Resumen por empresa
- Suministro a clientes regulados
- Datos de infraestructura

www.systep.cl



Contáctenos para mayor información:

Teléfono +56 2 2232 0510

Redes Sociales:





reporte@systep.cl www.systep.cl

Don Carlos 2939, Of. 1007

Las Condes, Santiago, Chile. 7550171

Rodrigo Jiménez B. **Gerente General**

rjimenez@systep.cl

Pablo Lecaros V. Gerente de Mercados plecaros@systep.cl Eléctricos y Regulación

Jorge Hurtado R. Líder de Proyectos

jhurtado@systep.cl

©Systep Ingeniería y Diseños elabora este Reporte Mensual del Sector Eléctrico en base a información de dominio público. El presente documento es para fines informativos únicamente, por lo que los clientes podrán considerar este informe sólo como un factor en la toma de sus decisiones de inversión, desligándose Systep de los resultados obtenidos, directa o indirectamente, producto de dichas acciones. La veracidad de la información recopilada en el presente documento no es puesta en duda por Systep, no haciéndose responsable por su exactitud ni su integridad. Los análisis, proyecciones y estimaciones que se presentan en este Reporte reflejan distintos supuestos definidos por Systep, los cuales podrán o no estar sujetos a discusión. Systep no se hace responsable por las consecuencias derivadas del uso de los análisis, proyecciones y estimaciones publicados en este Reporte. La frecuencia de publicación de este Reporte queda a discreción de Systep. Se autoriza la reproducción parcial o total de este informe sujeta a que se cite como fuente a Systep.