



BOLETÍN INFORMATIVO

AÑO 14 | Nº7 | JULIO 2024

VALGESTA.COM

valgesta@valgesta.com
Alonso de Córdoba 5900,
Of. 402, Las Condes
(+56 2) 3246 9922



Hugh Rudnick Van de Wyngard

Hace pocos días el sector eléctrico recibió la triste noticia del fallecimiento de uno de los más grandes ingenieros con los que ha contado el sector energético en las últimas décadas. Hugh Rudnick Van de Wyngard, para cientos de ingenieros el Profesor Rudnick, probablemente la faceta profesional que más quería.

Hugh fue profesor de la Escuela de Ingeniería de la PUC por cincuenta años. Junto con ello, fundó y dirigió hasta hace pocos años una de las consultoras más importantes y líderes del mercado energético de Chile, Systeem.

Tal como lo señala el sitio web de la Pontificia Universidad Católica, realizó “contribuciones a los procesos de desregulación del sector, organización de mercados competitivos de generación, en la regulación y tarificación de la transmisión y la distribución, y en la definición de política energética, colaborando con distintos gobiernos e instituciones internacionales (PNUD, UNCTAD y Banco Mundial)”

Como Valgesta nos gustaría resaltar esta última faceta de su vida profesional. Resaltamos especialmente en esta ocasión la labor de apoyo que brindó Hugh Rudnick entre los años 2014 y 2018 en los cambios regulatorios que se realizaron en la época, en los que nos tocó trabajar juntos, compartir visiones y también discutir las diferencias en un ambiente siempre colaborativo.

En efecto, su participación en las modificaciones legales de los procesos de licitación de suministro de clientes regulados y la profunda reforma al segmento de transmisión realizadas en aquellos años, fue clave para garantizar rigurosidad técnica y mirada de largo plazo en los planteamientos que se realizaron. Todas estas modificaciones fueron acompañadas por procesos abiertos de discusión de los cambios regulatorios realizados, sustentados en diagnósticos compartidos y evidencia técnica y económica, en donde expertos del sector público, consultores, académicos, empresas y ONG participaron para lograr ofrecer soluciones que pudieran tener una mirada completa de los problemas y las soluciones.

Mirado esto desde el presente, donde el descongelamiento de las tarifas eléctricas ha generado una situación que podría calificarse como una de las crisis más complejas y difíciles del sector, vemos la importancia del diálogo, la evidencia técnica y económica y, sobre todo, el valor de llegar a consensos en el desarrollo de las políticas públicas.

En este contexto, estimamos que parte del legado del profesor Rudnick, entre los muchos que deja, está su permanente búsqueda de soluciones a los problemas complejos, con discusiones abiertas, basadas en los números y siempre pensando en el mayor bienestar de los consumidores y el desarrollo de un mercado sano y competitivo.

Es un desafío del que nadie puede restarse y todos debiesen participar. Centros Universitarios, consultores, organizaciones gremiales, empresas, ONG, expertos del sector público, entre otros, debiesen ser parte de la búsqueda de soluciones al momento de enfrentar una crisis como la que estamos viviendo.

Hugh Rudnick Van de Wyngard

Esperemos que las autoridades del Gobierno y el Congreso, asumiendo la decisión que hace pocas semanas adoptaron al aprobar la ley que descongeló las tarifas, lideren un llamado para que, mediante un diálogo técnico y voluntad política, se puedan encontrar alternativas que puedan solucionar el problema social que genera la normalización tarifaria sin destruir el mercado de generación eléctrica ni el proceso de transición energética.

Finalmente, en esta editorial manifestamos nuestro profundo respeto y admiración por Hugh Rudnick Van de Wyngard, nuestras condolencias a su familia, amigos y a todo el equipo de Systemp.

NOTICIAS

CEME1: Se inaugura el parque fotovoltaico más grande de Chile

El lunes 08 de julio, se realizó en la región de Antofagasta la inauguración del proyecto CEME1, el **parque fotovoltaico más grande de Chile**, desarrollado por Generadora Metropolitana. La actividad contó con la presencia de autoridades nacionales y locales.

Ubicado a siete kilómetros de María Elena, CEME1 cuenta con una **capacidad instalada de 480 MW**, conformado por más de 882 mil paneles solares fotovoltaicos. Este proyecto inyectará energía limpia y eficiente al Sistema Eléctrico Nacional, suficiente para **abastecer a más de 500 mil hogares**.

“CEME1 cuenta con una estructura fija de módulos orientados este-oeste, lo que maximiza la generación de energía por hectárea. Además, hemos implementado un sistema de limpieza robotizado de los paneles, reduciendo el consumo de agua hasta en un 90% en comparación con otros proyectos similares”, agregó el ejecutivo.

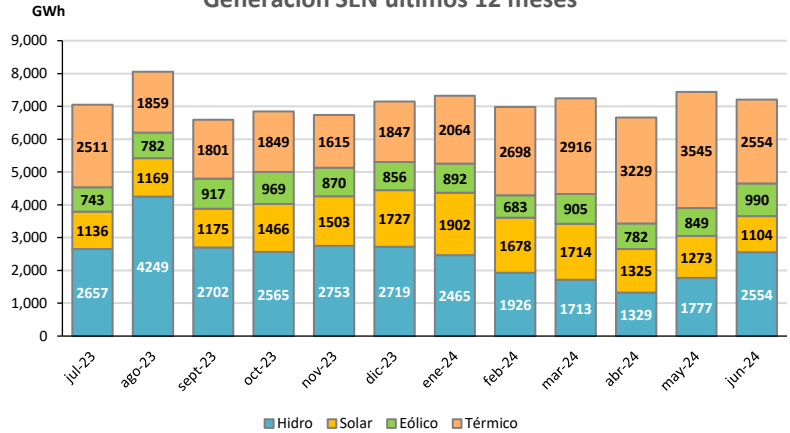
En esa línea, por parte de la compañía se explicó que CEME1 se distingue por su innovador uso del suelo, logrando una mayor potencia por hectárea gracias a su estructura fija con módulos orientados al este y al oeste. Dicha característica no solo maximiza la eficiencia, sino que también representa un uso más sostenible y responsable del espacio.

Generadora Metropolitana iniciará próximamente la instalación de más de 1,7 GWh de baterías, lo que permitirá almacenar la energía producida y aumentar aún más la eficiencia y confiabilidad del parque solar CEME1.

Fuente: Revista Electricidad (09/07/2024)

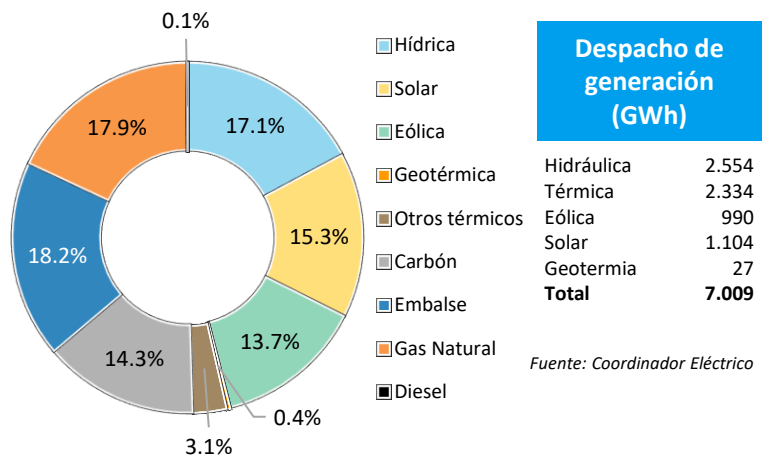
ESTADÍSTICAS JUNIO 2024

Generación SEN últimos 12 meses



Fuente: Coordinador Eléctrico

COMPOSICIÓN DESPACHO SEN JUNIO 2024

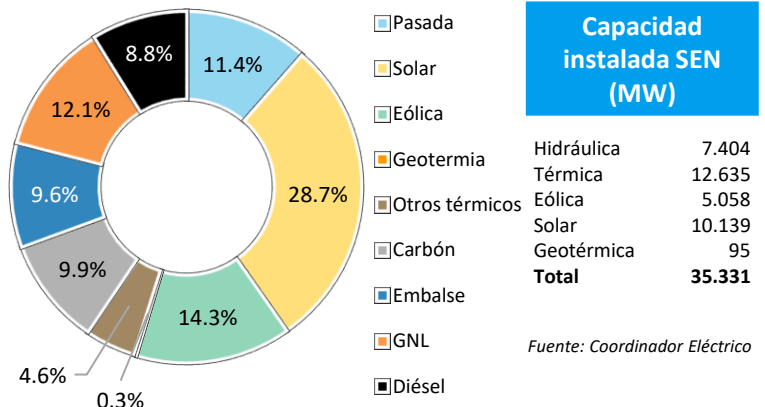


Fuente: Coordinador Eléctrico

Despacho de generación (GWh)

Hidráulica	2.554
Térmica	2.334
Eólica	990
Solar	1.104
Geotermia	27
Total	7.009

CAPACIDAD INSTALADA SEN MAYO* 2024



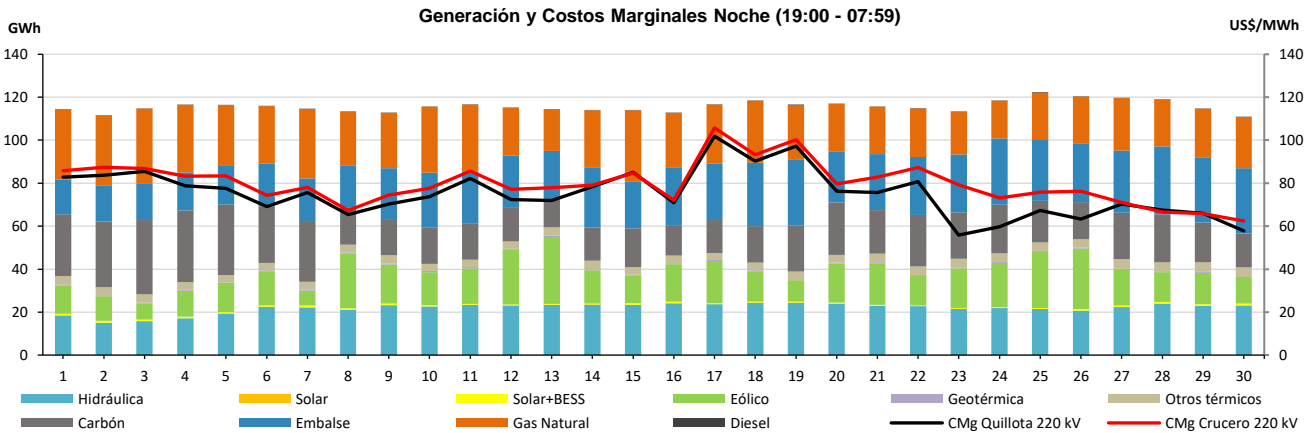
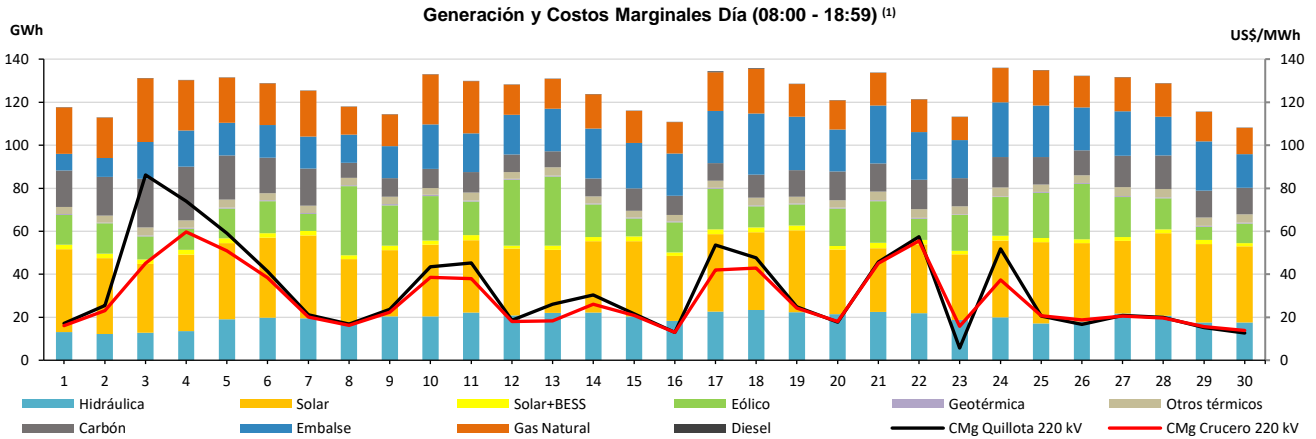
Fuente: Coordinador Eléctrico

Capacidad instalada SEN (MW)

Hidráulica	7.404
Térmica	12.635
Eólica	5.058
Solar	10.139
Geotérmica	95
Total	35.331

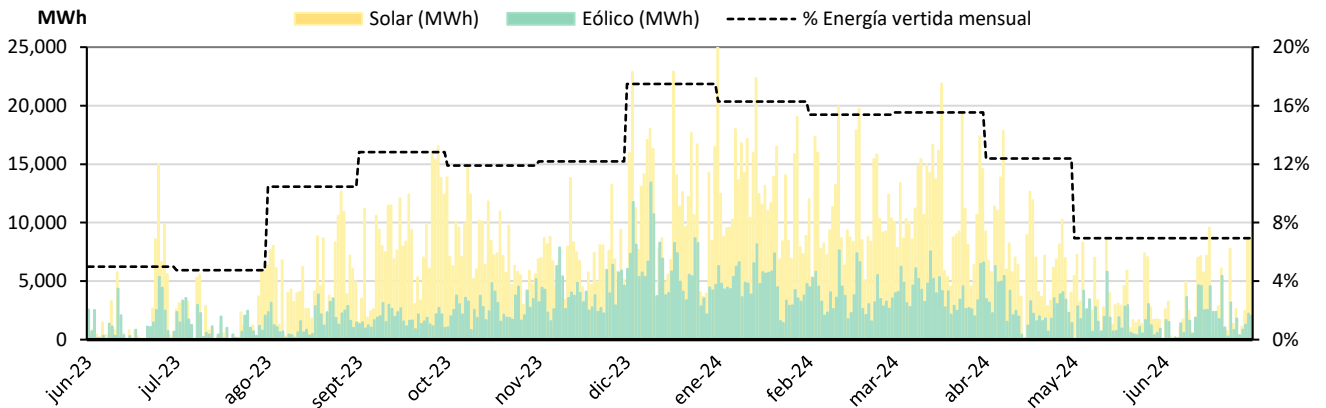
*Última actualización del CEN de mayo 2024

Generación y costos marginales en Quillota 220 kV y Crucero 220 kV, junio 2024



⁽¹⁾ Por criterio de Valgesta, en el mes de junio es acotado el rango de aporte solar, considerando como horas diurnas desde las 08:00 hasta las 18:59 hrs. **Solar+BESS:** Incluye centrales híbridas que están operando actualmente (Andes II-B, Andes IV, Coya, Diego de Almagro Sur y Salvador).

Reducción ERNC durante la Operación en Tiempo Real, junio 2023 – junio 2024

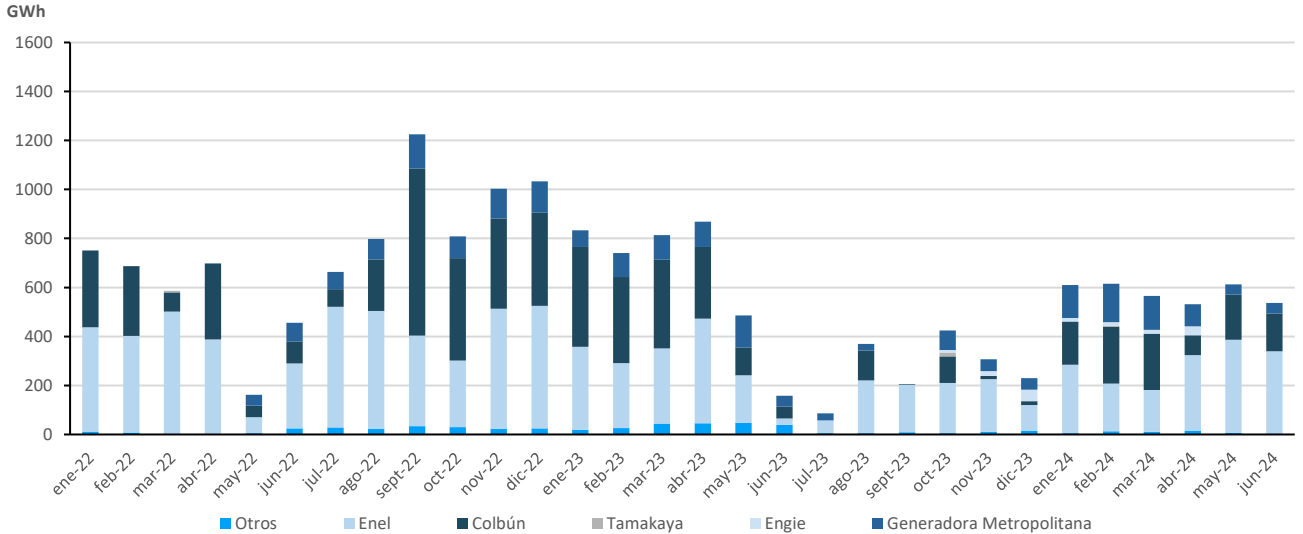


Fuente: Coordinador Eléctrico

El gráfico anterior presenta la cantidad de energía diaria reducida de centrales eólicas y solares que se ha presentado desde junio del año 2023 hasta junio* del año 2024, y el porcentaje mensual al que corresponden dichas reducciones con respecto a la generación solar y eólica. Estas son dispuestas por el Coordinador Eléctrico Nacional en respuesta a la presencia de congestiones en el sistema de transmisión.

*La reducción ERNC durante la Operación en Tiempo Real (OTR) de mayo 2024 corresponde a la exhibida en los **Informes Diarios de Novedades al Centro de Despacho de Carga (CDC)** del Coordinador Eléctrico Nacional.

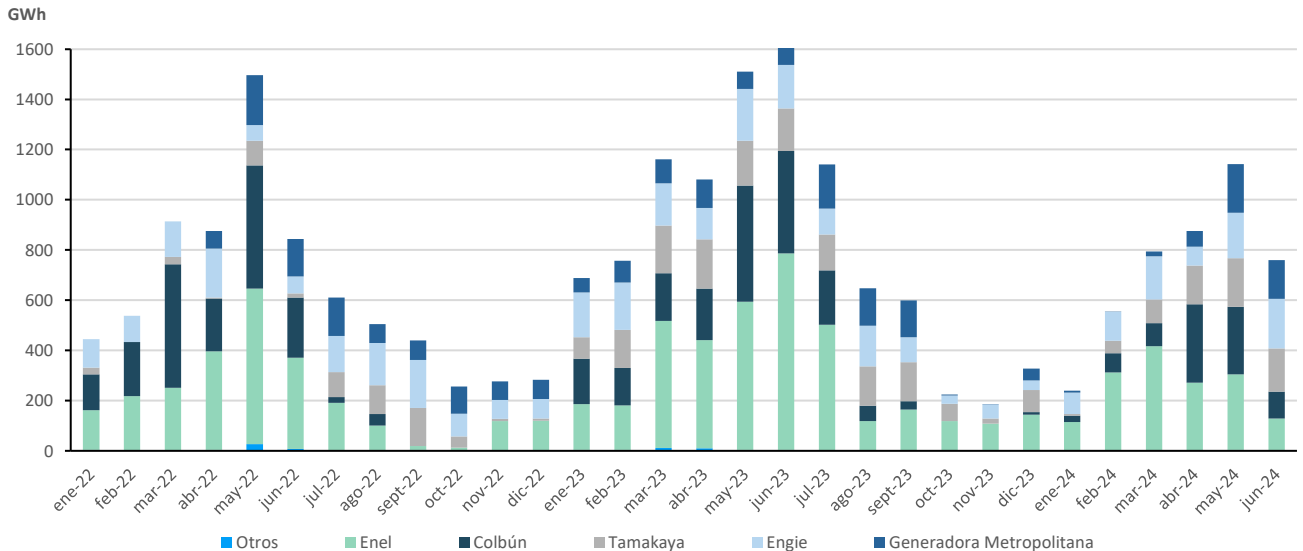
Generación histórica Gas Natural Argentino



En junio de 2024 se generaron **536,9 GWh** en base a Gas Natural Argentino, de los cuales un **62,6%** se atribuye a **Enel**, un 28,6% a Colbún, un 8,1% a Generadora Metropolitana, y el 0,7% restante es atribuible a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

Generación con GNL desde terminales Quintero y Mejillones



En junio de 2024, la generación de centrales en base a GNL asociadas a los terminales Quintero y Mejillones fue de **759,4 GWh**, lo que representó el **17,9% de la generación total del SEN**. De estas inyecciones, un **26%** es atribuible a la empresa **Engie**, un 22,7% a Tamakaya, un 20,3% a Generadora Metropolitana, un 16,7% a Engie, un 14,1% a Colbún, y el 0,2% restante se atribuye a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

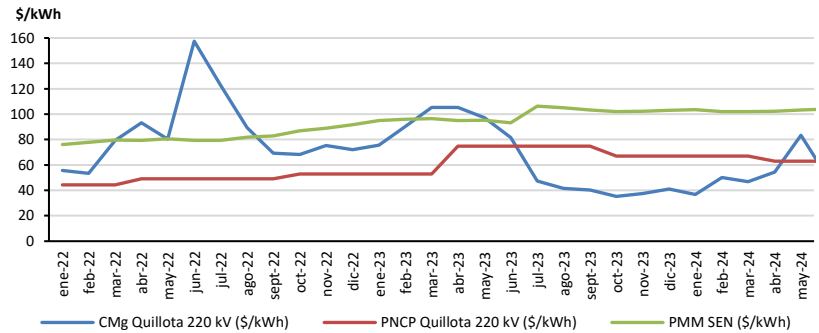
ESTADÍSTICAS DE PRECIOS DE ENERGÍA

Precios de Nudo de Corto Plazo y PMM junio 2024 (\$/kWh)

Precio Nudo Quillota 220 kV	50,3
Precio Nudo Crucero 220 kV	50,6
PMM SEN	104,0

Fuente: CNE

Costo Marginal, Precio Medio de Mercado y Precio Nudo de Corto Plazo (PNCP) histórico Quillota 220 kV

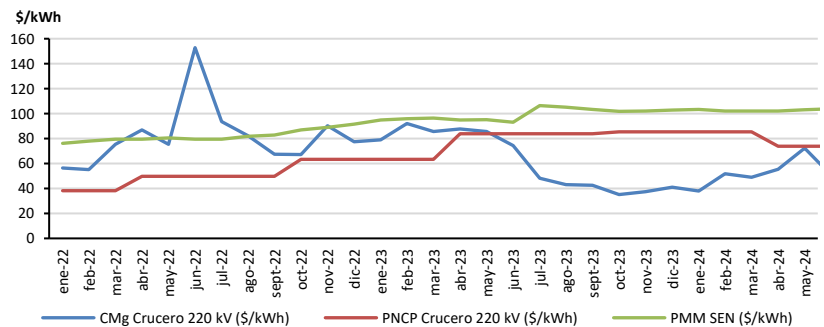


Costos marginales promedio junio 2024 (\$/kWh)

Crucero 220 kV	50,6
Cardones 220 kV	48,5
Pan de Azúcar 220 kV	48,8
Quillota 220 kV	50,3
Charrúa 220 kV	44,6
Puerto Montt 220 kV	34,0

Fuente: Coordinador Eléctrico

Costo Marginal, Precio Medio de Mercado y Precio Nudo Corto Plazo (PNCP) histórico Crucero 220 kV



Fuente: CNE / Coordinador Eléctrico

* En los gráficos a la derecha, los Precios Medio de Mercado corresponden al PMM del SEN.

NOTICIAS

AES Andes inicia operación comercial de San Matías y consolida su generación eólica en Biobío

AES Andes anunció que su Parque Eólico San Matías, ubicado en Los Ángeles, Región del Biobío, entró en operación comercial tras recibir la autorización del Coordinador Eléctrico Nacional. Esta iniciativa es el quinto parque eólico de la compañía y pasa a formar parte de su hub de generación renovable en la región.

San Matías, de **78 MW**, inició su construcción a fines de 2022 y priorizó la contratación de mano de obra local, alcanzado en su momento peak un 44% de trabajadores pertenecientes a la comuna de Los Ángeles.

Durante la etapa de operación de este parque están contempladas distintas iniciativas que apuntan a fortalecer el desarrollo de las comunidades locales, tales como un fondo global participativo, un plan de fortalecimiento de la actividad apícola en su área de influencia y un programa para el desarrollo de proyectos de inversión exclusivo para la Asociación Indígena Las Newenches de Santa Fe.

Desde el lanzamiento de Greentegra en 2018, la compañía ha dado pasos sustanciales para reducir la intensidad de emisiones de su portafolio, con inversiones por más de US\$1.800 millones que han permitido incorporar 1.163 MW de capacidad eólica, solar y almacenamiento en baterías. En Chile, tiene proyectos en construcción por 767 MW de capacidad renovable, además de una cartera de 1.700 MW en desarrollo ya contratados, todo esto con una inversión esperada superior a los US\$2.500 millones entre 2024 y 2027.

Fuente: Diario Financiero (27/06/2024)

Balance ERNC Mayo 2024

Total retiros afectos a obligación (GWh)	6.759
Obligación ERNC (GWh)	1.118
% Obligación ERNC respecto a retiros afectos a obligación	16,5%
Inyección ERNC (GWh)	2.486
% Inyecciones ERNC respecto a retiros afectos a obligación	36,8%

Fuente: Coordinador Eléctrico

NOTICIAS

Acera: Energías renovables no convencionales alcanzan el 38,7% de la matriz eléctrica en mayo

La participación de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) acumulada del año 2024 a mayo del presente año corresponde al **38,7% de la matriz eléctrica**. En efecto, durante el quinto mes del año la generación de energía eléctrica proveniente de fuentes ERNC alcanzó el 33,7% y, con respecto a igual periodo de 2023, su aporte aumentó en un 5,9%.

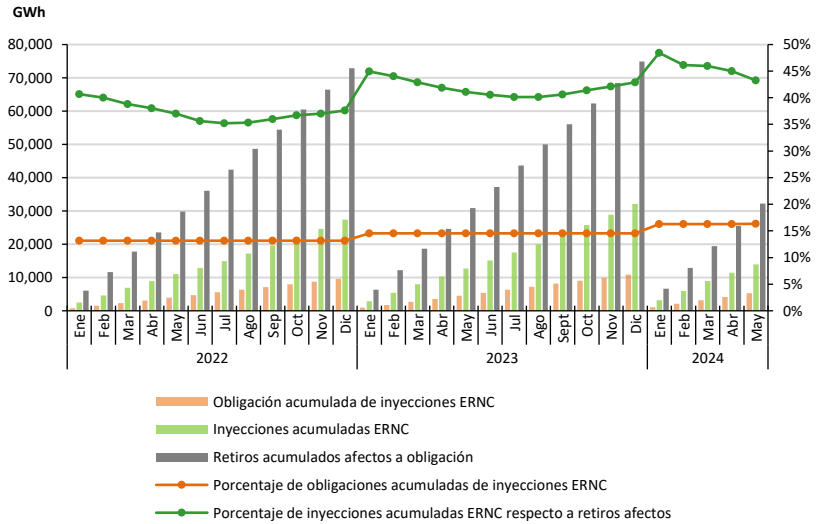
Además, la capacidad instalada de generación distribuida a través de sistemas **PMG y PMGD llegó a 3.506 MW** (400 MW y 3.106 MW, respectivamente), en mayo de 2024, mientras que la capacidad de Net Billing alcanzó 248,5 MW en abril de 2024, constituida por 23.807 instalaciones distribuidas a lo largo de todo el país.

Según el reporte de la asociación gremial, además, los proyectos ERNC y de **almacenamiento en construcción suman 5.379 MW**, con predominio de proyectos solares fotovoltaicos (66%) y eólicos (33%).

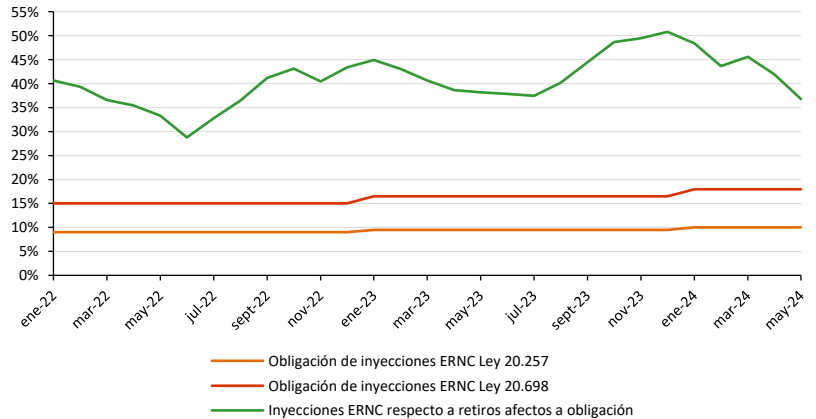
Fuente: Revista Electricidad (01/07/2024)

BALANCE ERNC MAYO 2024

Obligación acumulada de inyecciones ERNC, inyecciones acumuladas de ERNC y retiros acumulados afectos a obligación desde enero 2022 hasta mayo 2024



Porcentaje de inyecciones ERNC respecto de retiros afectos a obligación



Fuente: Coordinador Eléctrico

Acreditaciones ERNC

En los balances mensuales efectuados por el Coordinador Eléctrico Nacional, los retiros acumulados afectos de acreditación ERNC (Ley 20.257 y ley 20.698) en el mes de mayo 2024, corresponden a **32.236 GWh**.

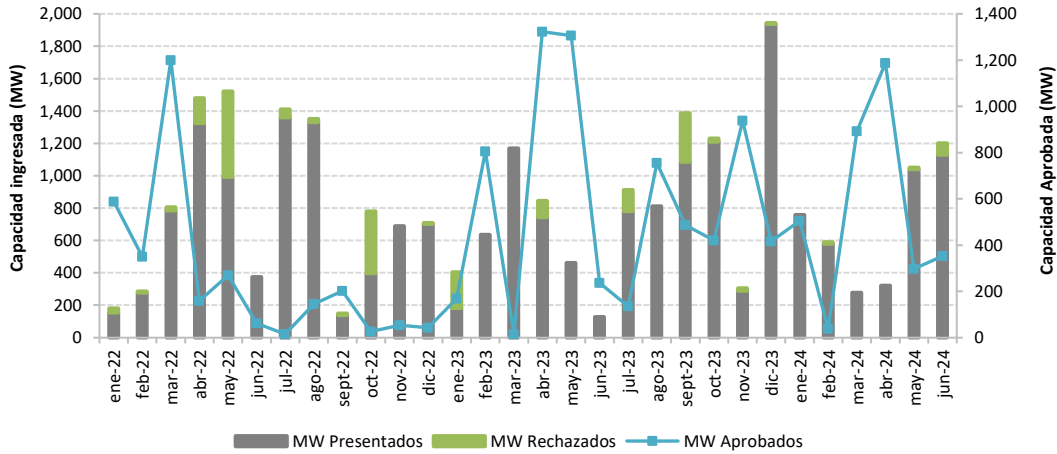
La obligación acumulada de inyecciones ERNC en el mes de mayo 2024 correspondió a **5.273 GWh**, lo que corresponde a un **16,5%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

Por otra parte, las inyecciones acumuladas de ERNC mayo 2024, fueron de **13.946 GWh**, lo que corresponde a un **45%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

Observación: Según la ley, el 5% de la obligación anual de energía ERNC se mantiene vigente para los contratos pactados después de 31 de agosto de 2007 y antes del 1 de julio de 2013 (Ley 20.257). Con posterioridad al 1 de julio del 2013, los nuevos contratos deben regirse a la Ley 20.698. Ésta señala que para el año 2014, un 6% de la energía anual retirada por estos contratos debe provenir de fuentes ERNC. Para el año 2023 la obligación es de un 9,5%, y un 16,5% para los contratos que se rigen por la Ley 20.257 y la Ley 20.698 respectivamente.



Proyectos de generación en evaluación, rechazados y aprobados en el SEIA hasta junio 2024



Estado de Proyectos

A partir de los datos estadísticos registrados en la plataforma electrónica del SEIA (e-SEIA), en junio de 2024 ingresaron un total de **1.553 MW** de potencia. Se registraron **352,7 MW** aprobados.

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del SEIA

Principales proyectos en proceso de calificación en el SEIA en junio 2024

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Planta Fotovoltaica Perales	ENERGÉTICA SOLAR PERALES SPA	8	Solar + BESS	03-06-2024
Parque Eólico Altos de Tablaruca	Altos de Tablaruca SpA	304	Solar	07-06-2024
Parque Fotovoltaico FV Maule	Mercedes Solar SpA	9	Solar	10-06-2024
PARQUE FOTOVOLTAICO LOS ALAMOS	ENERGIA RENOVABLE JADE SPA	9	Solar + BESS	14-06-2024
Central de Bombeo Paposo para almacenamiento, generación y transporte de energía	Colbún S.A.	800	Hidro + BESS	14-06-2024

Principales proyectos aprobados por el SEIA en junio 2024

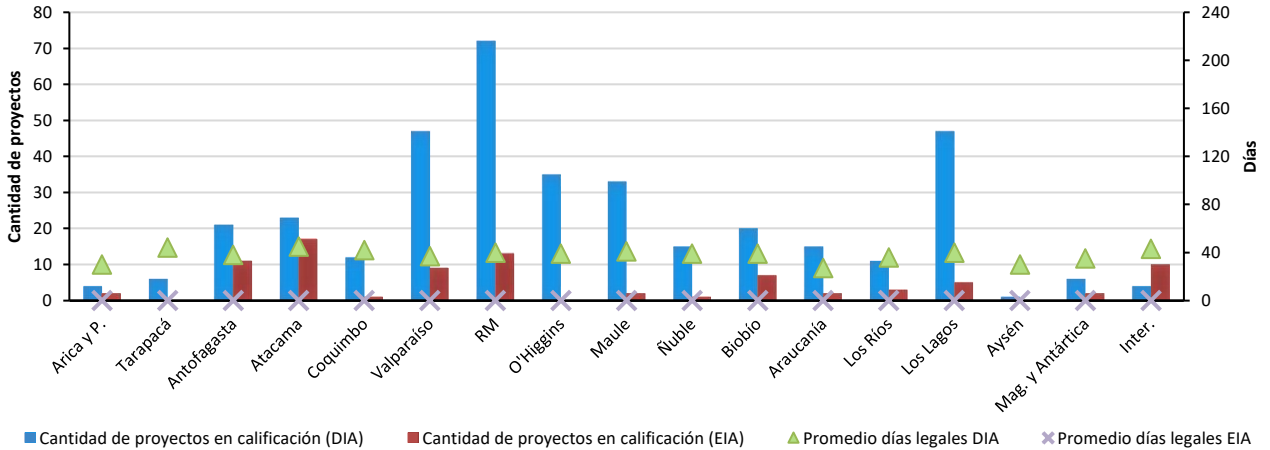
Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Solar Cordillera	ECO SANTIAGO SPA	240	Solar	07-01-2021
PMGD Montenegro I	Montenegro SpA	5.7	Solar	24-03-2023
Proyecto Fotovoltaico Don Davo	JCS ENERGY SPA	9	Solar+BESS	19-04-2023
Parque solar fotovoltaico Los Quilos	ORION POWER SpA	9	Solar+BESS	20-06-2023
Parque Solar San Javier	Blue Light Energy SpA	80	Solar	22-06-2023
Parque Solar Pampa Alegre	Blue Light Energy SpA	9	Solar	20-10-2023

Principales proyectos rechazados por el SEIA en junio 2024

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Rechazo
Parque Solar Alicanto	PSF Alicanto Solar SpA	70	Solar	26-06-2024

Indicadores de plazo de evaluación (Días Legales)

A continuación, se presentan los plazos promedios para la evaluación ambiental de proyectos ingresados como Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) y Declaración de Impacto Ambiental (DIA) al Sistema de Evaluación Ambiental (SEA) de cada región. Lo anterior considerando, como situación basal, el tiempo empleado en las evaluaciones de proyectos calificados (aprobados y rechazados) durante el periodo comprendido entre enero 2023 hasta mayo de 2024. (*última actualización del SEIA a mayo 2024)



Fuente: Reporte Estadístico mensual de Proyectos en el SEIA

NOTICIAS

Oasis de Atacama: Proyecto solar y de baterías de Grenergy logra financiamiento de \$345 millones para fases 1 y 2

La empresa de desarrollo de proyectos de energías renovables Grenergy logró un hito histórico al cerrar la financiación de las fases 1 y 2 del proyecto Oasis de Atacama en Chile. El más grande del mundo en almacenamiento de energía ha recibido un préstamo verde de 345 millones de dólares y líneas de crédito complementarias de un sindicato de bancos internacionales, convirtiéndose así en la primera empresa en obtener una financiación de esta magnitud para un proyecto híbrido solar y de baterías.

Ubicado en el norte de Chile, Oasis de Atacama tiene la capacidad de abastecer de energía a más de 145.000 hogares anualmente, mientras reduce las emisiones de CO₂ en más de 146.000 toneladas. La primera fase del proyecto, que representa 220 MWp de energía solar y 1,24 GWh de almacenamiento, se espera que entre en funcionamiento a finales de 2024, seguida de las siguientes fases en 2025.

Grenergy ha destinado hasta 1.400 millones de dólares para este proyecto, que ya cuenta con el 75% de su energía contratada a través de diversos contratos de suministro a largo plazo (PPAs).

El presidente ejecutivo de Grenergy, David Ruiz de Andrés, destacó que esta financiación demuestra la confianza de la banca en la hibridación de plantas solares con almacenamiento, así como en el modelo de negocio de la compañía, que continúa avanzando para posicionarse como líder mundial en almacenamiento de energía.

Por su parte, Jean-Valery Patin, de BNP Paribas, expresó su orgullo por apoyar a Grenergy en esta transacción y por expandir el liderazgo de su banco en el sector de las energías renovables en Chile, «estamos orgullosos de apoyar a Grenergy en esta transacción y de expandir nuestro liderazgo en renovables en Chile al almacenamiento de baterías y renovables. Esto está en línea con los ambiciosos objetivos de BNP Paribas en bajo carbono y con el compromiso con nuestros clientes».

Fuente: Revista Electricidad (12/07/2024)



Plan de obras de generación SEN, ITD de PNCP, Primer Semestre de 2024

Según el Informe Técnico Definitivo del Primer Semestre de 2024, se proyecta una capacidad instalada adicional de **18.820 MW** para el año 2034. Esta estimación abarca tanto las centrales en construcción como las recomendadas por la CNE, sin considerar la capacidad actual.

En cuanto a las centrales hidroeléctricas, se prevé una potencia adicional instalada de **766 MW** para el año 2034.

En el caso de las centrales térmicas, se proyecta la instalación de **11 MW** entre instalaciones Biomasa, GNL y Diésel antes de 2034, sin contemplar ninguna adicional posteriormente a ese año.

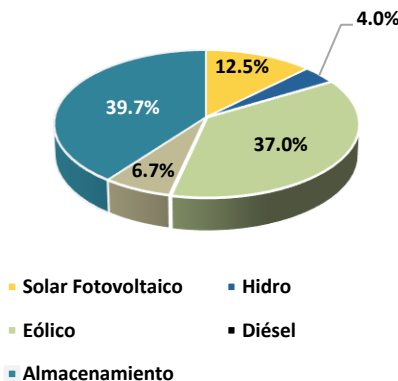
Para el año 2034, se estima una capacidad adicional de **1.916 MW** en instalaciones solares y **1.303 MW** en sistemas de energía solar con almacenamiento.

Por otra parte, se anticipa una capacidad adicional de **7.153 MW** para las centrales eólicas hasta el año 2034.

Por último, se calcula una capacidad de almacenamiento de **7.671 MW**.

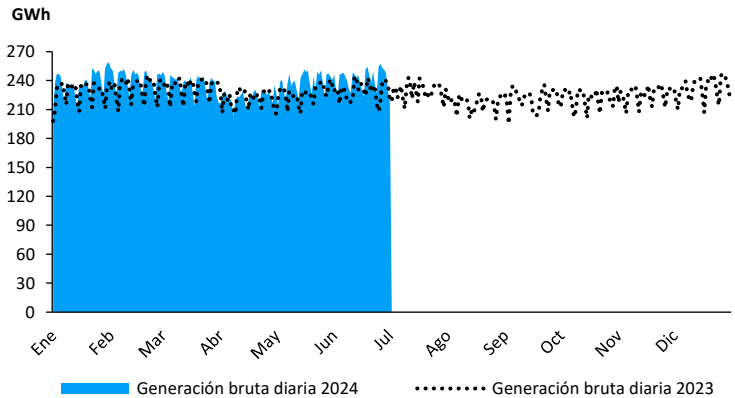
Fuente: ITD Primer Semestre 2024, CNE

Capacidad adicional en construcción y recomendada por la CNE hasta el año 2034



Fuente: ITD Primer Semestre 2024, CNE

Evolución de la generación bruta diaria del SEN (GWh) desde enero 2023 hasta junio 2024



Fuente: Coordinador Eléctrico

Demanda máxima horaria del SEN (MW)

2019	10.793
2020	10.907
2021	11.303
2022	11.906
2023	11.549

Fuente: Coordinador Eléctrico

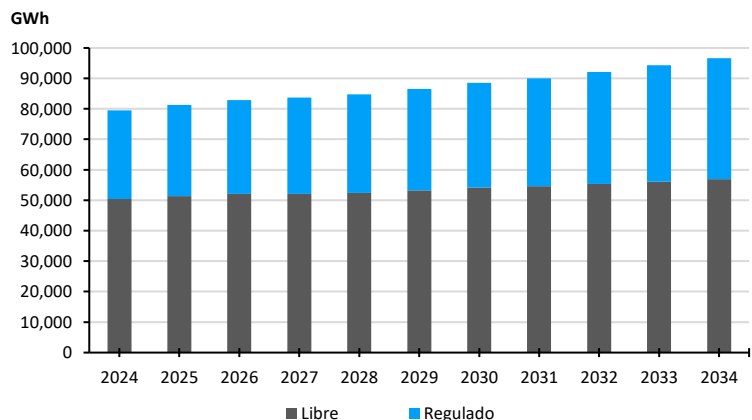
Capacidad Mayo* 2024 y recomendada a instalar al año 2034 (MW)

	May. 2024	Rec. 2034
Eólica	5.058	7.153
Geotermia	95	0
Hidro	7.404	766
Solar	10.139	2.415
Térmico	12.635	11
Solar FV + BESS	0	1.303
Almacenamiento	0	7.671
Total	35.331	19.319

Fuente: ITD Primer Semestre 2024, CNE

*Última actualización del CEN de Mayo 2024

Demanda proyectada del SEN (GWh)



Fuente: ITD Primer Semestre 2024, CNE



CENTRALES EN ETAPA DE PUESTA EN SERVICIO

Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada	Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada
Los Cerrillos (Eólico)	46	Ago-24	Doña Antonia (Solar)	75	Ago-24
Manantiales (Eólica)	27	Ago-24	Tamango (Solar)	40	Ago-24



NOTICIAS

Cerro Dominador sincera al Coordinador Eléctrico que está gestionando la compra de material para nuevos tanques

Aunque sin dar mayores detalles, Cerro Dominador CSP S.A. sinceró el viernes el estado del proyecto Cerro Dominador ubicado en la Región de Antofagasta que se erige como la primera planta de Concentración Solar de Potencia (CSP) en América Latina. Esto, luego que después de seis años de construcción entre 2014 y 2020, inyectó energía por última vez de manera continua al sistema en mayo de 2023.

La iniciativa, inaugurada en junio de 2021 y hoy gestionada por el fondo Brookfield, involucra una inversión de US\$ 1.400 millones y tiene **210 MW de capacidad (combina una planta fotovoltaica de 100 MW más una termosolar de 110 MW)**. Y si bien su central fotovoltaica convencional ha continuado inyectando energía al sistema, la planta termosolar Cerro Dominador actualmente no está en funcionamiento, ya que una parte específica de la isla de potencia está en proceso de reparación.

Después que el 18 de junio el Coordinador Eléctrico solicitara información del estado de avance de los trabajos de reparación realizados a la fecha, junto con la fecha estimada de retorno en caso de modificaciones al último reporte entregado, Cerro Dominador CSP S.A. indicó que inicialmente se detectaron pequeñas fisuras en uno de los tanques de sales calientes del sistema de almacenamiento de la planta.

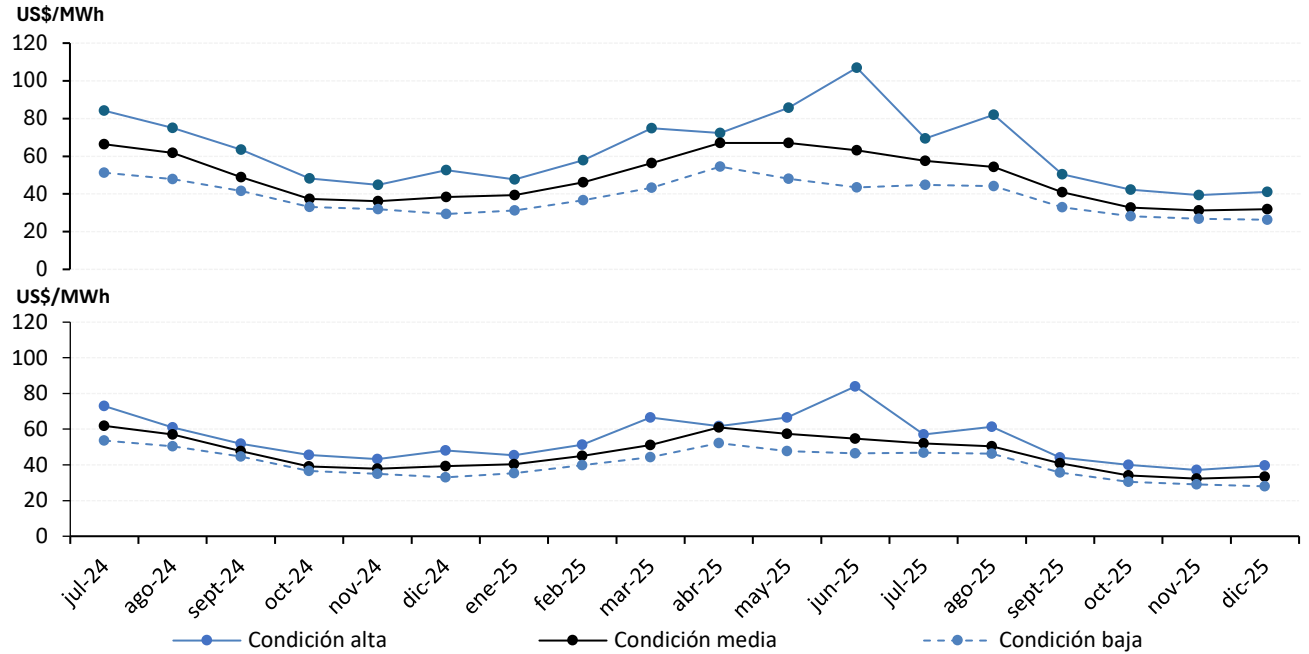
Se recordó que, tras una inspección visual, se propuso una reparación parcial, la que derivó en una solicitud de declaración de presencia por 35 días. Pero, se apuntó que, entre junio y noviembre del año pasado, se identificaron fugas adicionales en ambos tanques calientes, lo que imposibilitó la reparación temporal planificada y, por ende, la reactivación de la Central CSP Cerro Dominador en la fecha prevista.

Así, la compañía implementó un plan de reparación más exhaustivo para ambos tanques, derivando en una segunda solicitud de extensión de declaración de presencia. La nueva fecha prevista para el término de las reparaciones e inicio de sincronización de la central CSP Cerro Dominador es el **11 de octubre de este año**.

PROYECCIÓN DEL SISTEMA SEN

Proyecciones de costos marginales Valgesta Nueva Energía

En la siguiente gráfica se muestra una proyección de costos marginales promedio mensual para las barras Quillota 220 kV y Crucero 220 kV, respectivamente.



ÁREAS DE TRABAJO

- Estudio de Tarifas y costos para Sistemas de Generación, Transmisión y Distribución
- Diseño e Ingeniería de Proyectos de Energía
- Análisis Económicos y Financieros
- Análisis y desarrollo de nuevas regulaciones

www.valgesta.com

En función de representar la variabilidad de aporte hídrico y generación de Energías Renovables Variables (ERV), se presentan 3 condiciones. La **condición alta** corresponde a una ocurrencia de aporte hídrico bajo y bajo aporte ERV, la **condición media** a un aporte hídrico medio y medio aporte ERV, mientras que la **condición baja** a un aporte hidrológico alto y alto aporte ERV.

Es posible evidenciar que, considerando todas las posibles condiciones, para los próximos meses del presente año se proyectan precios entre **30 y 84 US\$/MWh** para Quillota 220 kV y entre **33 y 73 US\$/MWh** para Crucero 220 kV .

El costo marginal en condición media proyectado para los próximos dos años en la barra Crucero 220 kV es **46,4 US\$/MWh** y en la barra Quillota 220 kV es **48,7 US\$/MWh**. Esta diferencia se debe a congestiones en el sistema de transmisión ocasionadas por la estacionalidad del recurso solar y exceso de oferta en ciertos periodos.

Los precios proyectados están condicionados al aporte hídrico y generación ERV. Es decir, si hay una menor cantidad de lluvia, los costos marginales tenderían a aumentar. De igual forma, si la generación ERV es baja, se tendrá baja disponibilidad de un recurso cuyo costo variable es bajo (prácticamente nulo) y su reemplazo por despacho de tecnologías de mayor costo variable (principalmente térmicas) tenderían a aumentar los costos marginales.

La proyección entregada en este boletín fue desarrollada por Valgesta Nueva Energía solamente para fines informativos e ilustrativos, por lo que no constituye asesoría en estas materias.



VALGESTA
NUEVA ENERGÍA



VALGESTA.COM

valgesta@valgesta.com
Alonso de Córdova 5900,
Of. 402, Las Condes
(+56 2) 3246 9922