



REPORTES MENSUAL

Sector Eléctrico

Marzo 2023

REPORTE MENSUAL

Sector Eléctrico

• Editorial	3
• 1. Análisis de Operación	4-5
Generación	
Hidrología	
Costos Marginales	
• 2. Proyección de Costos Marginales Systep	6
• 3. Análisis por Empresa	7
• 4. Suministro a Clientes Regulados	9
• 5. Energías Renovables No Convencionales	10
• 6. Expansión del Sistema	11
• 7. Proyectos en SEIA	12
• 8. Seguimiento Regulatorio	13

CONTENIDOS

© 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.

¿Reducción de tarifas eléctricas? ... no todo es energía

Con la llegada de nuevas tecnologías con costos mucho menores de energía desde el 2014, comenzó una serie de discusiones regulatorias para facilitar su integración de forma óptima y económica al sistema. Hubo cambios en las bases de las licitaciones, se interconectó el sistema eléctrico, se iniciaron nuevos procesos de estudio en materia de servicios complementarios (SSCC), discusiones sobre el reconocimiento de potencia (aún en curso) y hubo cambios en la Ley de Transmisión.

Una de las premisas de la época fue que con estos cambios estructurales se promovería la competencia y el desarrollo eficiente del mercado eléctrico, por lo que si bien algunas componentes de la tarifa eléctrica aumentarían (en particular, los pagos por transmisión), serían más que compensados por la baja del cargo por energía. En la presentación realizada por el Ministerio de Energía a la Comisión de Minería y Energía del Senado en marzo de 2016¹ se estimaba un aumento de 1 a 3 US\$/MWh de los cargos por transmisión, y una baja de los costos marginales a un valor de 10 a 20 US\$/MWh, lo que debiese ser extensible a los contratos de suministro. A casi 7 años de este hito, ¿es efectivo que esa premisa se haya cumplido?

En términos generales, las tarifas eléctricas que pagan tanto los clientes libres como regulados se componen de cargos relacionados a energía, potencia, transmisión y, eventualmente, distribución en los casos que aplique. Ya sea que el cargo se pueda traspasar directamente al usuario final (como es la actual práctica de mercado en el caso de los clientes libres), o que deba ser internalizado en el precio ofertado por el suministrador (como ocurre con los clientes regulados, con algunos de los llamados costos laterales), el costo pagado por el suministro eléctrico debe remunerar la cadena completa que permite que la energía producida en un punto determinado sea consumida en otra zona del sistema.

Este ambiente de cambio trajo consigo múltiples modificaciones. Las licitaciones reguladas cambiaron su base y estructura, por ejemplo se incorporaron bloques horarios, entre otros. Se creó el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) dada la inminente interconexión del sistema en 2017. En 2016 se puso en marcha una nueva regulación asociada a servicios complementarios y en julio de ese mismo año se promulgó la nueva Ley de Transmisión (Ley N° 20.936) para simplificar el esquema de pagos mixto entre generadores y clientes.

A efectos de estudiar la evolución de los costos sistémicos se construyeron los indicadores presentados en la Figura 1 para dos periodos (2015 y 2022) considerando pagos totales sistémicos en dólares, por lo que representan más bien una visión general que particular de algún cliente o zona.

Los dos cargos que más han aumentado corresponden a los pagos por SSCC y sobrecostos (+10 US\$/MWh), y los cargos por transmisión (+9 US\$/MWh). Los SSCC y sobrecostos explicarían su alza principalmente por los costos de oportunidad y sobrecostos de operación, ambos influenciados en los últimos dos años por mayores precios de combustibles y la creciente generación renovable variable (principalmente solar). Estos efectos en conjunto han generado que se desplacen las centrales de otras tecnologías en la lista de orden de mérito para operar a mínimo técnico, aumentando los sobrecostos. Por su parte, el alza en los cargos de transmisión se explica por el

traspaso de la totalidad del pago a los retiros (en forma progresiva dado que no todos los generadores se acogieron al mecanismo de CET), y por la entrada de nuevas obras de transmisión.

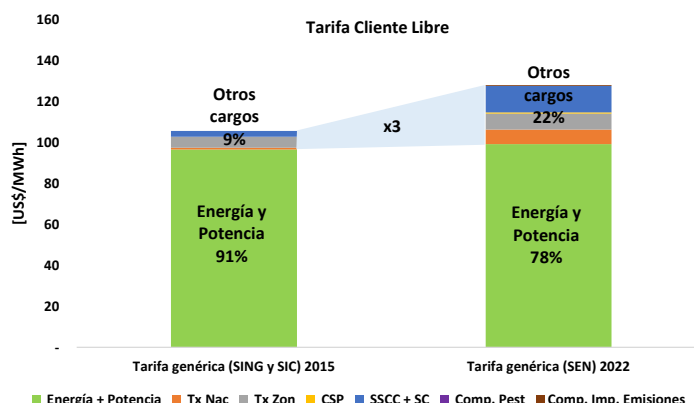


Figura 1: Comparación de indicadores de costos sistémicos para 2015 y 2022

Si se compara la componente de energía y potencia, que para este ejercicio corresponde al PMM de clientes libres, se observa que el precio promedio de estos cargos no ha cambiado significativamente. Por su parte, y si bien el análisis realizado está más bien en el dominio de los clientes libres, se podría esperar que el contexto actual derive en mayores precios de adjudicación en los procesos de licitación para clientes regulados, en la medida que los generadores interioricen el alza de los costos que no pueden ser traspasados a los usuarios regulados (particularmente SSCC y sobrecostos de operación). Esto último se evidenció en la Licitación 2022/01 que resultó parcialmente desierta y rompió la tendencia a la baja en los precios adjudicados, y es probable que en las próximas licitaciones los oferentes sigan incorporando estos costos en el precio de la energía.

La promesa fue que los bajos costos de energía compensarían el alza de los demás costos. Sin embargo, en el camino recorrido para la integración de las tecnologías ERNC, se evidencia que a la fecha no ha habido ninguna baja efectiva para el cliente final. Esto demuestra que no basta con traspasar los costos directamente a los usuarios, quienes generalmente no tienen el mismo contrapeso o capacidad de administrar los riesgos que los incumbentes directos, lo que hace necesario buscar otras soluciones que se vean reflejadas concretamente en la operación del sistema. Las soluciones (como sistemas de almacenamiento y agregadores de demanda) tienen que ser respaldadas por estudios y diseños de mercado para que produzcan una baja real en los costos de operación. Probablemente, las medidas más inminentes a adoptar tienen relación con agilizar el desarrollo de la transmisión y la inclusión de nuevas tecnologías que permitan dar flexibilidad al sistema.

Es claro que la meta de alcanzar menores tarifas, propuesta tanto por la autoridad como por la industria, aún no se ha cumplido. Si bien se puede esgrimir que el objetivo de tener precios económicos era a largo plazo, el actual contexto de mercado y las proyecciones de corto plazo auguran que, de no explorar nuevas propuestas y soluciones, los clientes finales no se beneficiarán de los menores costos que traen consigo las nuevas tecnologías.

1. Presentación realizada por el Ministerio de Energía a la Comisión de Minería y Energía del Senado en marzo de 2016

1.

ANÁLISIS DE OPERACIÓN

GENERACIÓN

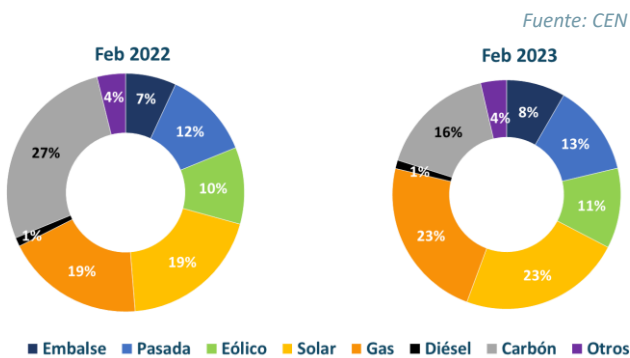
En el mes de febrero, la generación total del SEN fue de 6.527 GWh/mes, con una variación de -7,9% respecto a enero de 2023 (7.083 GWh/mes) y con una variación de -0,03% a la de febrero de 2022 (6.529 GWh/mes) (Ver Figura 1).

La participación de la generación de carbón y diésel se redujo un 40% y 0.02% en relación con febrero 2022. En contraste, la participación de la generación hidráulica, eólica, solar y gas aumentaron en un 29%, 9%, 18% y 22% respectivamente en relación con febrero de 2022 (ver figura 1).

Durante el mes de febrero estuvieron en mantenimiento mayor las centrales de Carbón: Guacolda 3, Mejillones-CTM1, Norgener-NT02 (4, 13, 27 días respectivamente); hidráulicas: El Toro, Angostura (2, 15 días respectivamente); gas: Nehuenco II, Kelar GNL, San Isidro I, Taltal 1, Taltal 2 (3, 5, 7, 6, 3 días respectivamente); diésel: Kelar Diésel, Olivos, Los Vientos (5, 2, 15 días respectivamente).

Con respecto a la generación bruta del mes de febrero, la potencia máxima generada fue de 11.499 MW el día 21, y la mínima fue de 7.600 MW el día 5. La Figura 2 muestra el ciclo de la generación durante el mes de febrero, la cual es más alta durante los días hábiles y más baja durante los fines de semana y festivos.

Figura 2:
Energía mensual generada en el SEN

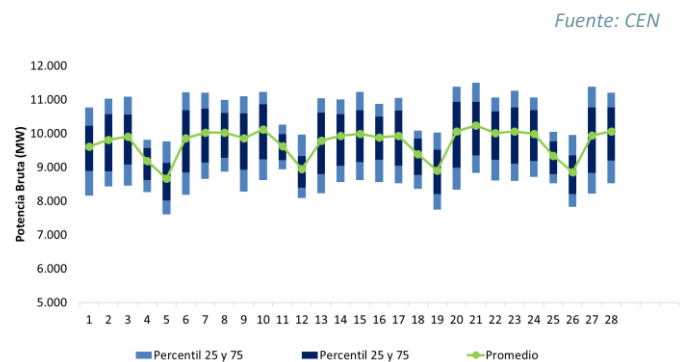


6.529
GWh/mes

Generación
total del mes

6.527
GWh/mes

Figura 3:
Generación bruta del SEN



11.499 MW
máxima

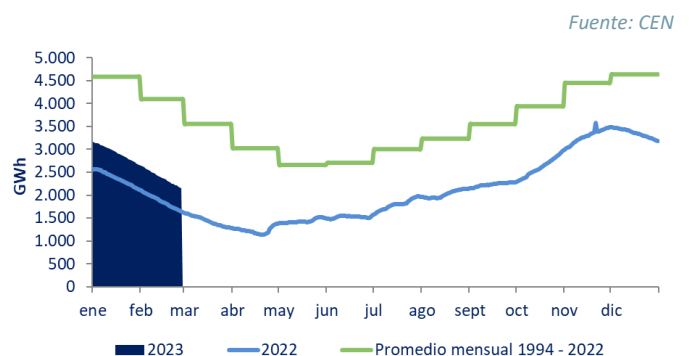
Potencia
Mes

7.600 MW
mínima

HIDROLOGÍA

En febrero la energía embalsada en el SEN superó los niveles del año anterior. Se mantiene aún en niveles históricamente bajos, representando un 56% del promedio mensual entre los años 1994 y 2022 (ver Figura 3). En lo que va del año hidrológico 2022/2023 (febrero 2023), el nivel de excedencia observado es igual a 87%, es decir, se ubica en el 13% de las hidrologías más secas observadas a igual fecha.

Figura 4:
Energía almacenada en principales embalses



Para mayor detalle de la operación del Sistema, ver [Estadísticas Systep](#), sección Datos de Operación del SEN.

COSTOS MARGINALES

En febrero de 2023 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 114,1 US\$/MWh, lo cual registró un aumento de 19,6% con respecto a enero de 2023 (95,4 US\$/MWh), y un aumento de 66,8% respecto a febrero de 2022 (68,4 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 febrero de 2023, fue de 114,0 US\$/MWh, lo cual reflejó un aumento de un 21,8% respecto a enero de 2023 (93,6 US\$/MWh), y un aumento de 60,0% respecto a febrero de 2022 (71,2 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).

Figura 5: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de febrero para Crucero 220 kV

Fuente: CEN

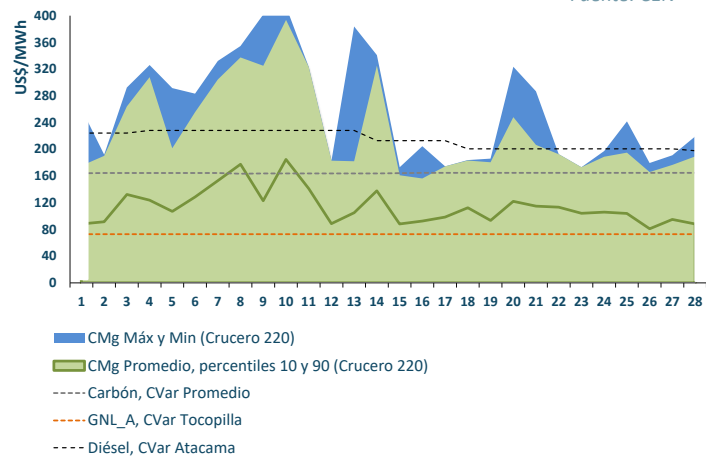
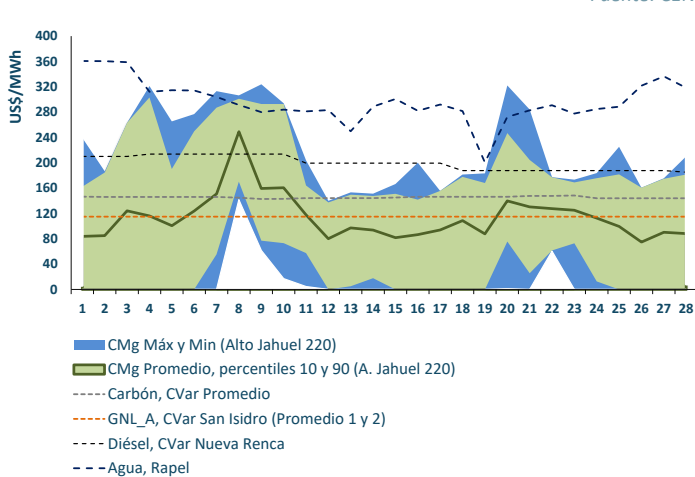


Figura 6: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de febrero para Alto Jahuel 220kV

Fuente: CEN



Durante el mes de febrero 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 936 horas.

Los tramos con más horas de desacoples fueron: Lastarria 220 – Ciruelos 220 (314,3 horas), Linares 66 - Chacahuin 66 (223,2 horas), D.Almagro 220 - D.Almagro 110 (102 horas), Pan de Azucar 500 – Maitencillo 500 (68,3 horas) con un desacople promedio de 178,7 US\$/MWh, 37,9 US\$/MWh, 14,9 US\$/MWh y 113,1 US\$/MWh, respectivamente (ver Tabla 1).

Figura 7: Costo marginal promedio de febrero en barras representativas del Sistema

Fuente: CEN

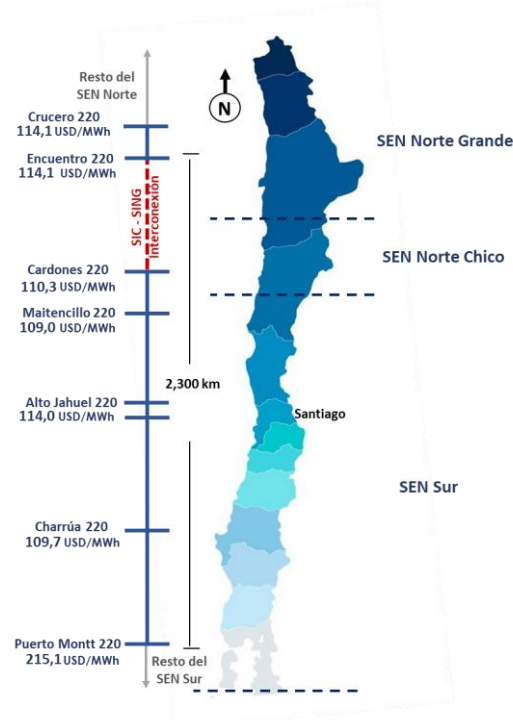


Tabla 1: Desacople promedio por tramo congestionado en sistema de transmisión

Fuente: CEN

LÍNEAS CON DESACOPLES	HORAS	DESACOPLE PROMEDIO USD/MWh
LASTARRIA 220 - CIRUELOS 220	314,3	178,7
LINARES 066 - CHACAHUIN 066	223,2	37,9
D.ALMAGRO 220 - D.ALMAGRO 110	102,0	14,9
N.P.AZUCAR 500 - N.MAITENCILLO 500	68,3	113,1
N.MAITENCILLO 500 - N.CARDONES 500	46,1	96,9
CHARRUA 154 - LANGELES 154	43,9	113,4
CRUCERO 220 - M.ELENA 220	39,6	20,5
CALAMA 220 - CALAMA 110	37,7	5,8
CORONEL 154 - CORONEL 066	35,5	148,4
QUILLOTA 110 - S.PEDRO 110	25,3	86,6

Los costos marginales presentados provienen del portal de estadística del CEN, que no se encuentra ajustados mediante el informe de Balance de Transferencias.

Para mayor detalle sobre precios del Sistema, ver Estadísticas Systep, sección Precios del SEN.

2.

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 febrero 2023, la proyección de la demanda considera un crecimiento total de 2,35% para el año 2023 respecto del año 2022. 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.

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 3.467,6 MW de nueva capacidad, de los cuales 1.691,4 MW son solares (con 113 MW asociados a sistemas de almacenamiento), 1.233,0 MW eólicos, 142,0 MW biomasa, 150 MW de embalse, 48,7 MW hidroeléctricos de pasada y 202,5 MW térmicos. Además, se considera el retiro de Ventanas 2 de 208,6 MW para junio de 2023.

En los un análisis estadístico de los costos marginales proyectados porgráficos de la Figura 10, se muestra 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%).

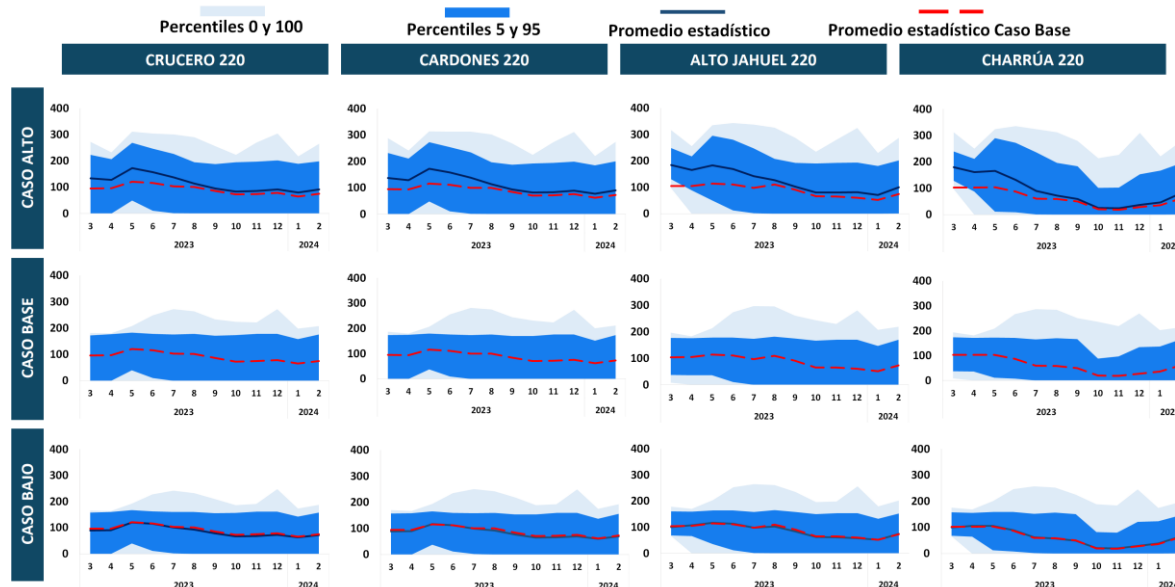
Tabla 2:
Supuestos considerados en las simulaciones

SUPUESTOS		BAJO	BASE	ALTO
Crecimiento demanda		2,35%	2,35%	2,35%
Precios Combustibles				
CARBON US\$/Ton	Mejillones 1 y 2	376	418	460
	Angamos	279	310	341
	Guacolda (promedio)	314	349	384
	Andina	401	445	490
	Hornitos	401	445	490
	Norgener	334	371	409
	N. Ventanas	396	440	484
DIESEL US\$ / Bbl (Quintero)	Quintero	119	132	145
	Mejillones	121	134	148
GNL US\$ / MM Btu	San Isidro 1	12	13	14
	Nehuenco 1	11	13	-
	Mejillones CTM3	14	16	-
	U16	11	13	14
	Kelar (1)	12	14	-
GN US\$ / MM Btu	San Isidro 2	9	10	-
	U16 (2)	9	10	-
	Nehuenco 2	9	10	-
	Nueva Renca	9	10	-

(1) Solo disponibilidad para el mes de marzo

(2) 10 US\$/MMBtu Oct-Abr

Figura 8:
Costos marginales proyectados por barra (US\$/MWh)



Fuente: Systep

3.

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 febrero, Enel disminuyó su generación de gas natural, hidráulica, eólica y geotérmica mientras que aumentó su generación en base a diésel, carbón, GNL y solar con respecto al mes anterior. Por su parte, Colbún aumentó su producción en base a diésel mientras que disminuyó su generación a carbón, gas natural, GNL, hidráulica y solar. AES Andes

aumentó su generación de carbón y solar y disminuyó su generación hidráulica, solar y eólica, mientras que Engie aumentó su producción de gas natural mientras que disminuyó su generación de carbón, hidráulica, solar y eólica. Por último, Tamakaya aumentó su producción de GNL y diésel.

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

Empresa:
ENEL CHILE

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Feb 2022	Ene 2023	Feb 2023
Diésel	1	4	9
Carbón	230	15	22
Gas Natural	525	405	304
GNL	78	113	132
Hidro	594	723	667
Solar	138	195	215
Eólico	119	147	123
Geotérmica	38	34	30
TOTAL	1.724	1.636	1.502

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

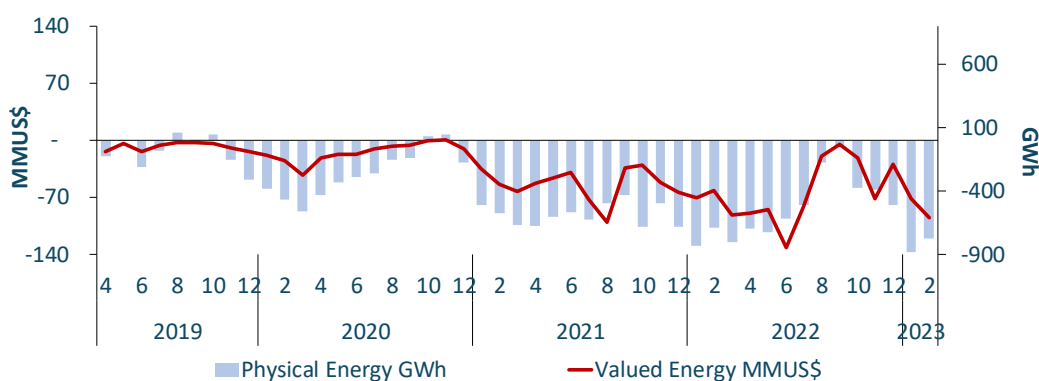
CENTRAL	Feb 2022	Feb 2023
Embalse Ralco	92	155

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Feb 2022	Feb 2023
San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II)	114,8	115,0
San Isidro GN_A (TG1+TV1, prom. I y II)	50,1	75,0
Taltal Diésel (Prom. I y II)	223,7	247,9
Atacama Diésel (TG1A+TG1B+TV1C)	161,4	221,6

TRANSFERENCIA DE ENERGÍA

ÍTEM	Feb 2023
Total Generación (GWh)	1.502
Total Retiros (GWh)	2.275
Transf. Físicas (GWh)	-772
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-94



Empresa:
COLBÚN

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Feb 2022	Ene 2023	Feb 2023
Diésel	21	3	7
Carbón	205	204	167
Gas Natural	285	407	351
GNL	214	181	149
Hidro	253	367	299
Solar	32	62	49
Eólico	0	0	0
Total	1.011	1.225	1.023

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

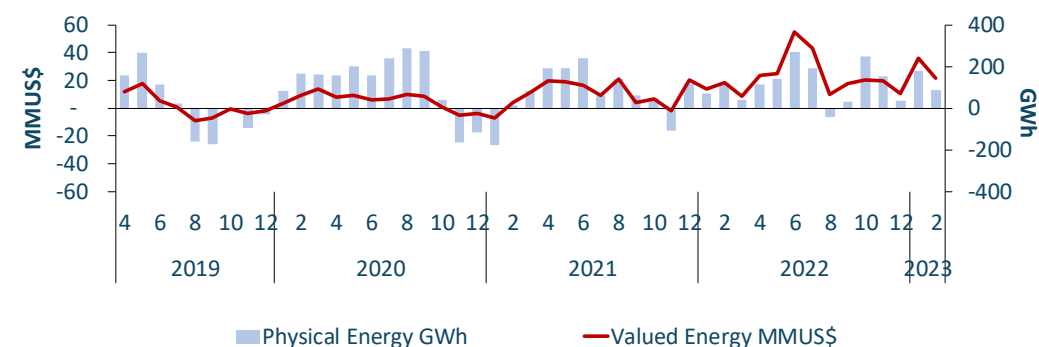
CENTRAL	Feb 2022	Feb 2023
Embalse Colbún	83	141

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Feb 2022	Feb 2023
Santa María	52,0	102,0
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	105,4	101,7
Nehuenco GN_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	38,2	78,7
Nehuenco Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II)	131,5	186,7

TRANSFERENCIA DE ENERGÍA

ÍTEM	Feb 2023
Total Generación (GWh)	1.023
Total Retiros (GWh)	934
Transf. Físicas (GWh)	89
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	22



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

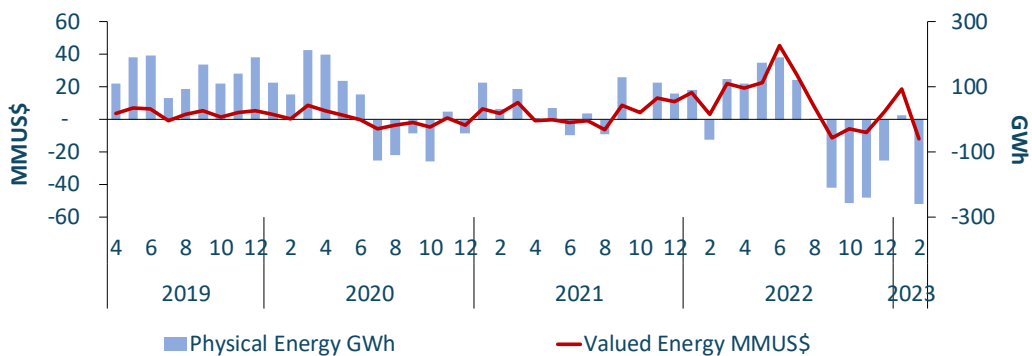
TECNOLOGÍA	Feb 2022	Ene 2023	Feb 2023
Diésel	0	0	0
Carbón	774	594	637
Gas Natural	0	0	0
GNL	8	0	0
Hidro	106	89	88
Solar	26	21	15
Eólico	48	68	59
Total	963	772	800

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Feb 2022	Feb 2023
N. Ventanas y Campiche	64,1	147,5
Angamos (prom. 1 y 2)	66,4	135,9
Norgener (prom. 1 y 2)	79,4	162,5

TRANSFERENCIA DE ENERGÍA

ÍTEM	Feb 2023
Total Generación (GWh)	800
Total Retiros (GWh)	1.059
Transf. Físicas (GWh)	-259
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-12



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

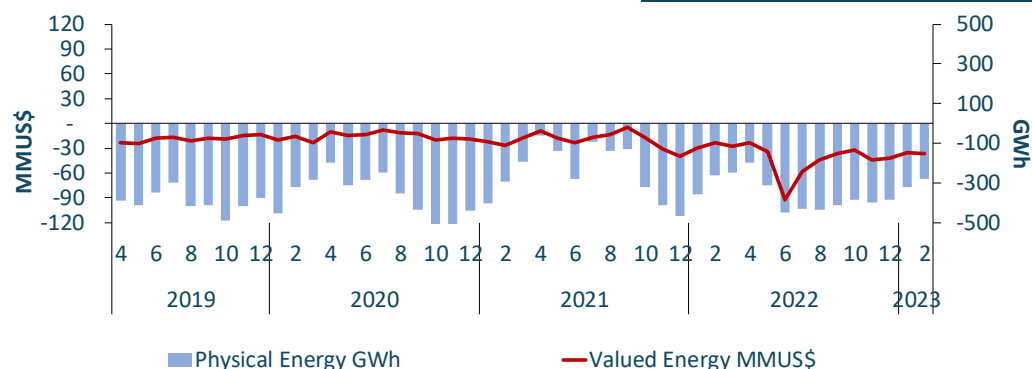
TECNOLOGÍA	Feb 2022	Ene 2023	Feb 2023
Diésel	1	0	0
Carbón	244	138	85
Gas Natural	105	178	188
GNL	0	0	0
Hidro	6	5	4
Solar	36	97	82
Eólico	27	35	28
Total	419	454	387

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Feb 2022	Feb 2023
Andina Carbón	80,6	175,3
Mejillones Carbón	89,3	180,1
Tocopilla GNL_A (U16-TG1+TV1)	47,8	72,9

TRANSFERENCIA DE ENERGÍA

ÍTEM	Feb 2023
Total Generación (GWh)	387
Total Retiros (GWh)	667
Transf. Físicas (GWh)	-280
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-36



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

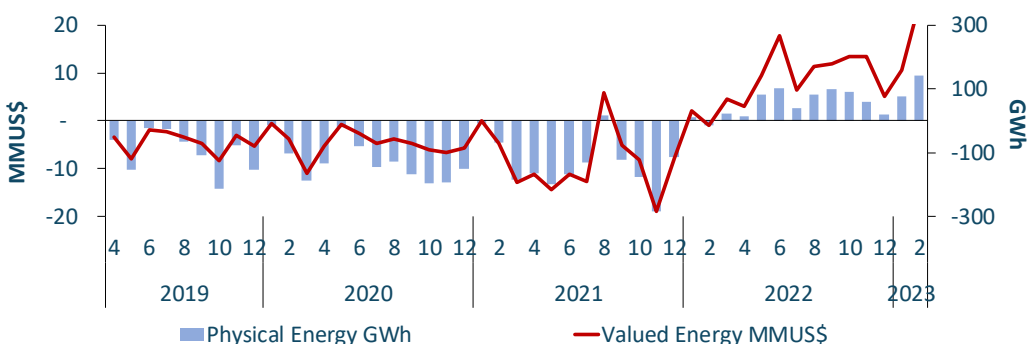
TECNOLOGÍA	Feb 2022	Ene 2023	Feb 2023
Diésel	0	5	7
Carbón	0	0	0
Gas Natural	0	0	0
GNL	0	86	152
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	0	90	159

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Feb 2022	Feb 2023
Kelar GNL_A (TG1 + TG2 + TV)	113,9	78,4
Kelar Diesel (TG1 + TG2 + TV)	124,5	168,1

TRANSFERENCIA DE ENERGÍA

ÍTEM	Feb 2023
Total Generación (GWh)	0
Total Retiros (GWh)	0
Transf. Físicas (GWh)	0
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	0



4.

SUMINISTRO A CLIENTES REGULADOS

El precio promedio de los contratos firmados entre generadores y empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados, indexado a febrero de 2023, es de 125 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 accede 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.

Tabla 3:
Precio medio de licitación indexado a febrero de 2023 por generador, en barra de oferta

Fuente: CNE
Elaboración: Systep

EMPRESA GENERADORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh	ENERGÍA AÑO 2023 GWh
ENDESA	150	11.191
E-CL	175	7.605
ENEL GENERACIÓN	63	5.937
AES GENER	145	4.029
El Campesino	156	4.028
COLBÚN	117	3.650
ACCIONA	96	1.112
Abengoa	143	957
IBEREÓLICA CABO LEONES II S.A.	59	861
Aela Generación S.A.	92	859
HUEMUL ENERGÍA (Caman)	48	640
HUEMUL ENERGÍA (Coihue)	49	640
PANGUIPULLI	145	567
CONDOR ENERGÍA (Esperanza)	54	530
CONDOR ENERGÍA (C° Tigre)	52	463
CONDOR ENERGÍA (Tchamma)	50	441
San Juan SpA.	128	423
WPD MALLECO (Malleco)	62	398
HUEMUL ENERGÍA (Ckani)	53	375
Pelumpén S.A.	102	341
PUELICHE SUR EÓLICA	55	287
MARIA ELENA SOLAR	36	281
SONNEDIX COX	66	265
Iberegolica Cabo Leonos I S.A.	112	196
WPD MALLECO (Malleco II)	62	192
Otros	98	1.682
Precio Medio de Licitación	125	47.948

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 2/2023, ponderado por energía contratada del año 2023

Tabla 4:
Precio medio de licitación indexado a febrero de 2023 por distribuidora, en barra de oferta

Fuente: CNE
Elaboración: Systep

EMPRESA DISTRIBUIDORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh	ENERGÍA AÑO 2023 GWh
Enel Distribución	110	17.900
CGE Distribución	141	14.446
Chilquinta	122	3.847
SAESA	123	5.083
Precio Medio Muestra	123	41.277

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 2/2023, ponderado por energía contratada del año 2023

Para mayor detalle sobre Precios de Licitación, ver [Estadísticas Systep](#), sección Precios de licitación SEN.

De acuerdo con el último balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) publicado con datos de enero 2023, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 6.349 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 896 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante noviembre fue igual a 2.880 GWh.

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 60% (1.720 GWh) seguido por el aporte eólico con un 29% (833 GWh), luego los aportes de tipo hidráulico, biomasa y geotérmica con un 6%, 4% y 1% respectivamente (174, 123 y 28 GWh respectivamente, ver Figura 8).

Durante febrero de 2023 se registró 146,6 GWh de energía solar y eólica vertida, lo que refleja una reducción del 20 % con respecto a enero de 2023 (182 GWh) y un aumento del 7% con respecto a febrero del 2022 (137,4 GWh, ver Figura 9).

Figura 9:
Generación ERNC histórica reconocida

Fuente: CEN

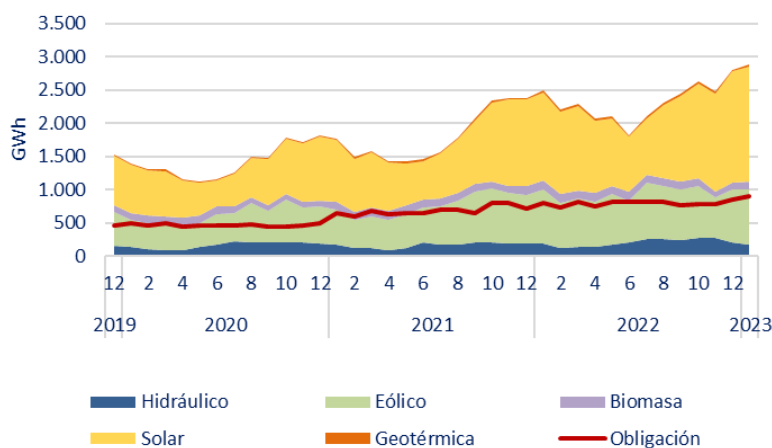
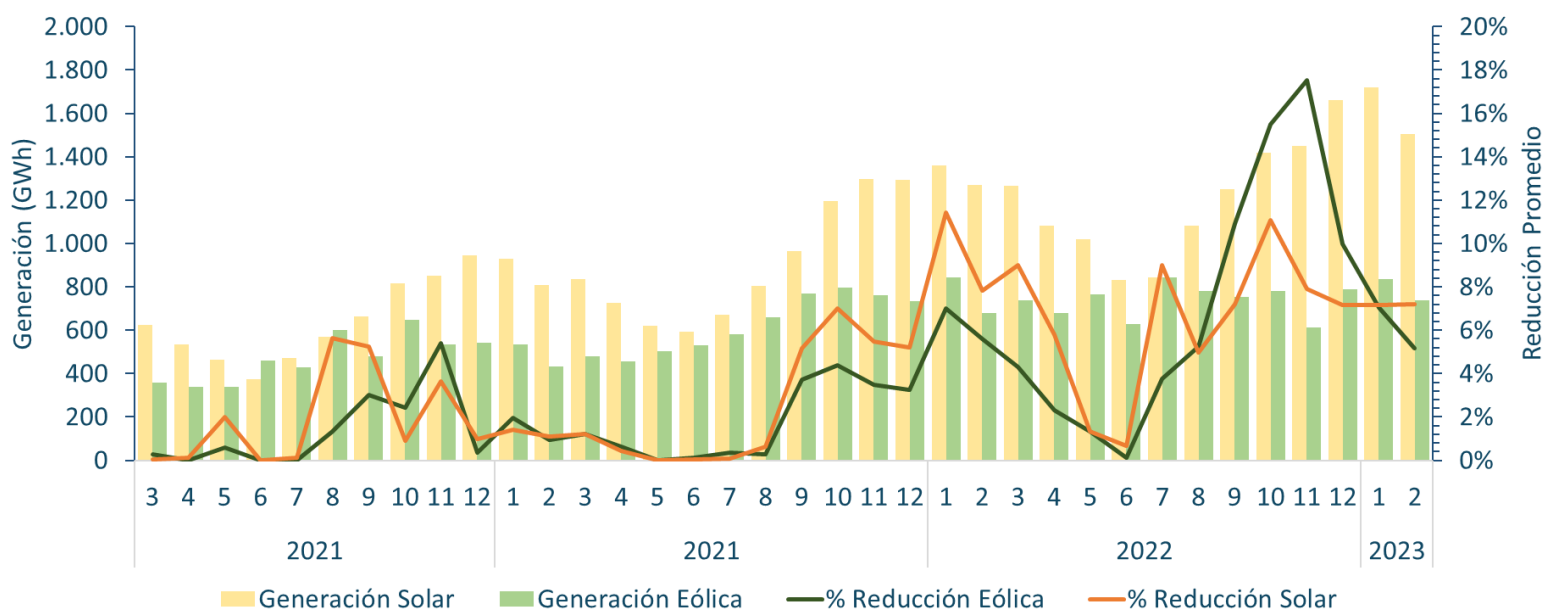


Figura 10:
Vertimiento renovable desde Nogales al norte durante el mes de febrero

Fuente: CEN



6.

EXPANSIÓN DEL SISTEMA

PLAN DE OBRAS

De acuerdo con la RE-81 CNE (28-02-2023) "Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción", se espera la entrada de 5.952 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 65,8% corresponde a tecnología solar (4.390 MW), un 21,4% a tecnología eólica (1.429 MW), un 5,7% de tecnología hidráulica (382 MW), un 2,2% de tecnología solar con BESS (147 MW), un 1,3% de tecnología térmica (88 MW), un 3,5% de tecnología BESS (231 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: CNE

PROYECTO	FECHA ESTIMADA DE INTERCONEXION	TIPO DE TECNOLOGIA	POTENCIA NETA (MW)
Las Salinas	feb-23	Solar	364,0
Parque Eólico Caman - Etapa 1	feb-23	Eólica	145,7
CH Los Lagos	feb-23	Hidráulica	48,7
Virtual Reservoir Etapa 2 (VR2)	mar-23	BESS	49,3
Central de Respaldo Maitencillo	abr-23	Térmica	66,9
Parque Eólico Manantiales	abr-23	Eólica	27,1
Parque Fotovoltaico El Manzano	abr-23	Solar	87,0
Proyecto Solar Fotovoltaico Elena - Primera Etapa, Fase I	jun-23	Solar	67,5
Andes IV	jun-23	Solar + BESS	130,0
Parque FV Willka	jul-23	Solar	98,0
Parque Eólico La Cabaña - Etapa 1 Fase 1	ago-23	Eólica	47,0
Ampliación Parque Tchamma	ago-23	Eólica	17,5
BESS Coya	ago-23	BESS	139,0
Planta Solar Fotovoltaica Doña Antonia	sept-23	Solar	75,0
BESS Parque Eólico La Cabaña - Etapa 2	sept-23	BESS	32,0
Planta Solar CEME 1	oct-23	Solar	380,0
Parque Eólico San Matías	oct-23	Eólica	81,7
Punta de Talca	nov-23	Eólica	80,0
Planta Fotovoltaica Gran Teno	nov-23	Solar	200,0
Los Cóndores	dic-23	Hidráulica	150,0
Parque Fotovoltaico Sol de Vallenar	dic-23	Solar	100,0
Ampliación Andes Solar IIB	ene-24	Solar + BESS	17,0
Parque Eólico La Cabaña - Etapa 1 Fase 2	ene-24	Eólica	57,0
Parque Eólico Horizonte	ene-24	Eólica	800,0
Planta FV Tocopilla	feb-24	Solar	200,3
Capacidad próximos 12 meses			3.460,7

Para mayor detalle sobre expansión del Sistema, ver [Estadísticas Systep](#), sección Infraestructura del SEN.

PROYECTOS EN EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL (SEIA)

En el Sistema Eléctrico Nacional, los proyectos de generación en calificación, a febrero de 2023, totalizan 12.695 MW con una inversión de MMUS\$ 13.934 mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 73.336 MW con una inversión de MMUS\$ 130.088 (ver Tabla 6).

Durante el mes de febrero, tres proyectos obtuvieron su RCA favorable, dos corresponden a proyectos solares y uno eólico. Por otro lado, entraron en calificación trece nuevos proyectos aportando con una capacidad de 623,98 MW, de los cuales destacan el proyecto fotovoltaico Llanos de Maraón de 432 MW ubicado en la comuna de Vallenar-Freirina y el proyecto fotovoltaico Arboleda Solar de 80 MW ubicado en la Región del Maule. Finalmente, un proyecto fue desistido o no calificado en el periodo con una potencia de 50 MW.

Tabla 6:

Proyectos de generación aprobados y en calificación de estudio de impacto ambiental en el Sistema Eléctrico Nacional

Fuente: SEIA

TIPO DE COMBUSTIBLE	EN CALIFICACIÓN		APROBADOS	
	POTENCIA (MW)	INVERSIÓN (MMUS\$)	POTENCIA (MW)	INVERSIÓN (MMUS\$)
Eólico	3.672	4.882	14.659	25.440
Hidráulica	0	0	3.926	6.654
Solar	5.842	6.288	36.351	61.404
Gas Natural	518	495	6.408	6.314
Geotérmica	0	0	170	710
Diesel	9	9	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	12.695	13.934	73.336	130.088

Para mayor detalle sobre Proyectos en Evaluación SEIA, ver [Estadísticas Systep](#), sección Infraestructura.

8. SEGUIMIENTO REGULATORIO

MINISTERIO DE ENERGÍA

- Se publica en el Diario Oficial Resolución exenta N°77, que informa y comunica nuevos valores del Costo de Falla de Corta y Larga Duración en el Sistema Eléctrico Nacional y los Sistemas Medianos ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial Decreto N°12 de 2023, que Modifica decreto N°51, de 2021, que decreta medidas preventivas que indica de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 163º de la Ley General de Servicios Eléctricos ([ver más](#)).



COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

- Se publica Resolución Exenta N°85, que Aprueba Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2022 ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial Resolución exenta N°86, que establece disposiciones técnicas para la implementación de la ley N°21.472 ([ver más](#)).



COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

- Realiza llamado a licitación pública internacional para la adjudicación de la construcción, ejecución y explotación de 15 obras nuevas de transmisión incluidas en el Decreto N°257 del Ministerio de Energía ([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
-----------------------	---------	---------------------	---------------------------------	--------------------------

CONTÁCTENOS PARA MAYOR INFORMACIÓN:

Rodrigo Jiménez B.

Gerente General

rjimenez@systep.cl

Pablo Lecaros V.
Gerente de Mercados
Eléctricos y Regulación

plecaros@systep.cl

Bryan Bizarro A.
Ingeniero de Estudios

bbizarro@systep.cl

reporte@systep.cl

| www.systep.cl

| RRSS

