

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

Marzo 2021

Contenido

Editorial	2-3
Análisis de operación	4
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

Demanda eléctrica a un año de la pandemia¹

La pandemia por COVID-19 ha tenido un efecto en diversos aspectos sociales y económicos, no siendo la excepción la demanda eléctrica. En este sentido, y de acuerdo con los balances mensuales publicados por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), la demanda eléctrica terminó el año 2020 con una tasa de crecimiento anual de 0,3%, lo que se contrasta con el 3,5% que esperaba el CEN para 2020 en su informe mensual de enero 2020.

En términos generales, los datos reales muestran una relación directa entre el número de habitantes afectados por restricciones de movilidad (cuarentena), el número de casos diarios de COVID-19, y la evolución de la demanda (Figura 1). Por ejemplo, en julio de 2020 las cuarentenas afectaron en promedio a casi 10 millones de personas, mes donde la demanda registró su mayor caída interanual (-4,4%), a lo largo del año. Del mismo modo, a medida que los casos nuevos se redujeron y se relajaron las restricciones de movilidad, la demanda comenzó nuevamente a tener crecimiento positivo, lo que permitió terminar el año con una tasa anual levemente positiva.

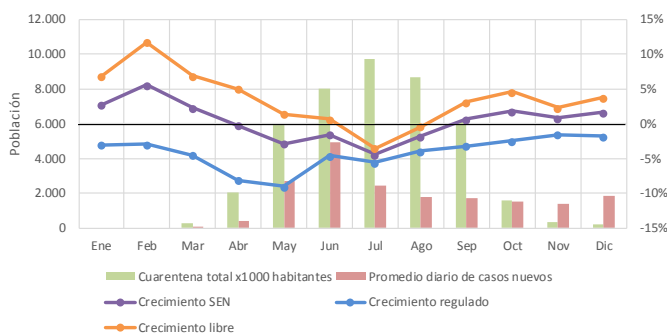


Figura 1: Crecimiento de la demanda eléctrica versus población en cuarentena y casos nuevos de COVID-19 promedio por día²

Ahora bien, si se analiza más en detalle por tipo de cliente, la demanda regulada registró tasas negativas (con respecto al mismo mes del año pasado) a lo largo de todo el año, con un promedio anual de -4,2% y un valor mínimo de -9,0% en mayo. Por su parte, los clientes libres tuvieron un crecimiento anual de 3,4%, obteniéndose tasas negativas sólo para los meses de julio y agosto, de -3,5% y -0,4%, respectivamente.

A pesar de la contracción global de la demanda regulada, el impacto por región tuvo una alta variabilidad (Figura 2), siendo la Región Metropolitana la que agrupó un 44% de la demanda regulada del SEN, y que a su vez tuvo la mayor disminución en términos físicos (-805 GWh/año), mientras que a nivel de tasa de crecimiento la región de Atacama experimentó el mayor descenso (-6,6%). A diferencia de la tendencia del SEN, la Región del Ñuble tuvo una tasa anual positiva de 0,7% y otras regiones alcanzaron tasas cercanas a cero, como las regiones de

Tarapacá, del Maule y la Araucanía, con -0,4%, -0,4% y -0,5%, respectivamente.

En el caso de los clientes libres, la Región Metropolitana y la región de Antofagasta concentraron un 56% de la demanda libre. La región con mayor crecimiento fue la región de Antofagasta (954 GWh/año), polo de grandes faenas mineras. Por otro lado, la mayor tasa de crecimiento se observó en la región de Arica y Parinacota con 34,7%, primordialmente debido a los traspasos de clientes regulados a libres, impulsado por las mejores opciones de precio que hay actualmente en el sector libre.

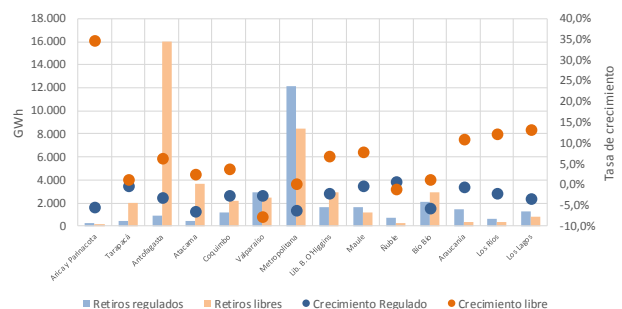


Figura 2: Demanda y crecimiento para clientes libres y regulados por región

Por otro lado, si se analiza la demanda de clientes libres por sector económico (Figura 3), la minería concentró un 63% de la demanda con una tasa de crecimiento anual de 4,5%, la cual se vio principalmente potenciada por nuevos proyectos. En contraste, los sectores que experimentaron mayores reducciones durante 2020 fueron el comercial y público (-15,2%) y energético (-55,8%). Dada la magnitud de la demanda que representa la minería, se aprecia que el crecimiento de los clientes libres fue principalmente potenciado por dicho sector.

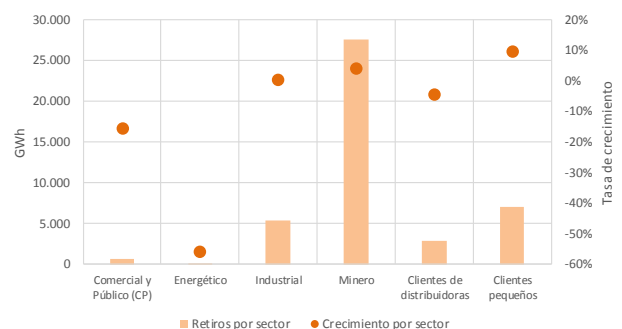


Figura 3: Retiros y crecimiento por tipo de cliente

A nivel de grandes clientes libres (Figura 4), las 5 empresas con mayor crecimiento fueron Codelco, BHP, AMSA, Sierra Gorda y Teck, con un alza 427 GWh, 419 GWh, 109 GWh, 99 GWh y 93 GWh, respectivamente. El aumento de la demanda de estas 5 empresas en comparación a 2019, fue de 1.146 GWh. Por su parte, los 5 clientes con mayores

¹ Todos los análisis presentados en este documento son realizados para el año 2020.

² Datos COVID-19: Mesa de Datos del Ministerio de Ciencia, Tecnología, Conocimiento e Innovación. [Link](#)

caídas en su consumo fueron ENAP, Minera Candelaria, Papeles Norske Skog, Agrosuper y Metro de Santiago, con una caída de 185 GWh, 86 GWh, 72 GWh, 71 GWh y 68 GWh, respectivamente, sumando una caída de 481 GWh en comparación a 2019.

Ahora bien, Codelco y BHP explican gran parte del crecimiento de la demanda de los clientes libres, teniendo tasas de crecimiento de 6,2% y 6,4%, respectivamente. Estos valores están fundamentalmente asociados a proyectos de expansión (nuevas desaladoras y proyecto Hipógeno Spence), destacándose la relevancia de estas faenas en el consumo global, pues si por ejemplo sólo ellos dos no hubieran tenido sus respectivos incrementos de demanda, la tasa de crecimiento de los clientes libres hubiese sido solo 1,5% y no 3,4%.

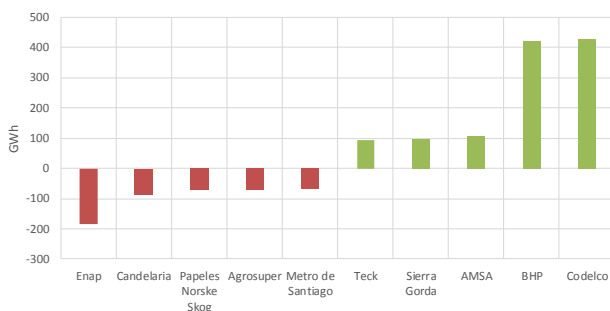


Figura 4: Clientes libres con mayor y menor crecimiento en 2020

Si bien históricamente el consumo eléctrico ha mostrado una importante correlación con el crecimiento del PIB, durante 2020 existió una atenuación de la correlación de ambas variables, particularmente en los trimestres en que las restricciones de movilidad fueron más estrictas (Figura 5). A nivel anual, y a la espera de la publicación del IPoM de marzo 2021 a fin de mes, donde se confirmará la cifra concreta, el Banco Central estimó en su IPoM de diciembre 2020 una contracción del PIB de entre -5,75% y -6,25% para el año 2020, no obstante, la demanda eléctrica tuvo un crecimiento levemente positivo. Esto se debería tanto a la continuidad operativa de algunos sectores intensivos en consumo eléctrico, por ejemplo, faenas mineras, como también al mayor consumo a nivel residencial que compensa parcialmente la reducción observada en los clientes regulados.

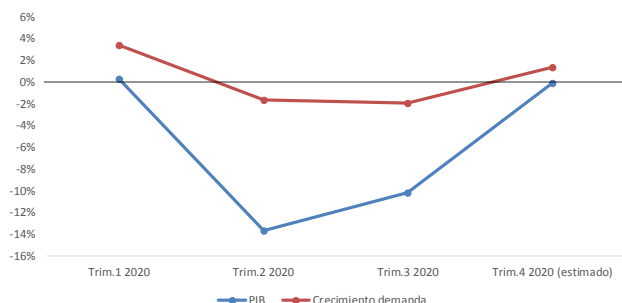


Figura 5: Comparación PIB trimestral con crecimiento de la demanda.³

La reducción de la demanda regulada tiene un efecto directo en aquellos generadores que suministran dichos clientes. Durante 2020 la sobrecontratación promedio de todas las distribuidoras llegó a un 39%, con la consecuente reducción de los ingresos percibidos, lo que sumado al efecto del mecanismo de estabilización de tarifas reguladas se podría traducir en dificultades financieras para empresas adjudicatarias. Si se analizan los bloques horarios A, B y C, los niveles de sobrecontratación promedio del sistema son de 52%, 35% y 28%, respectivamente.

Respecto del perfil de consumo horario, y como se puede ver en la Figura 6, el comportamiento horario del año 2020 fue similar al del 2019, siendo levemente menores los retiros regulados (-140 MW medios), y mayores los retiros libres (165 MW medios). Para los clientes libres la demanda creció principalmente en horas de noche, aplanando la curva con respecto al 2019, mientras que en el caso de los clientes regulados se observó una baja en las horas de la mañana (entre 6 am y 12 pm), para después llegar a niveles similares a los del año anterior en horas de la tarde y noche. Estos cambios se pueden atribuir a nuevos patrones de comportamiento de la población dadas las restricciones de movilidad impuestas por la autoridad.

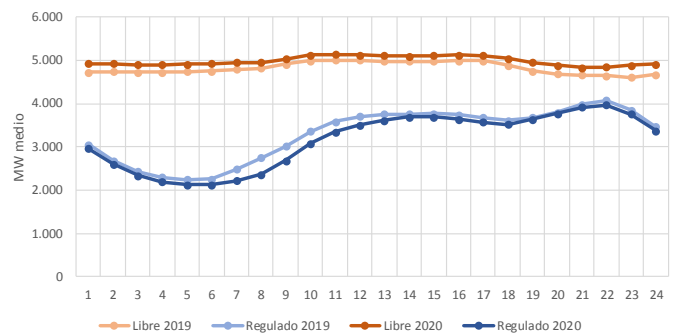


Figura 6: Perfil de demanda horaria para 2019 y 2020

En resumen, durante el año 2020 la demanda fue similar al año 2019, denotando un estancamiento en el crecimiento de la demanda a nivel del sistema. El número actual de casos de COVID-19, el incremento de los casos nuevos y las recientes cuarentenas decretadas por la autoridad sanitaria, comparables o mayores a los vistos en los meses de mayor impacto de la pandemia durante el año pasado, debiesen implicar que la demanda eléctrica mantenga tasas de crecimiento nulas o negativas en los próximos meses, y por ende un valor anual menor al promedio histórico, con alguno de los trimestres del presente año eventualmente volviendo a presentar ciertos niveles de desacople entre demanda y PIB a causa de las cuarentenas. El crecimiento (o no) de la demanda durante el año 2021 se jugará en parte importante según lo que ocurra en el segundo semestre, donde las esperanzas están en que el importante avance del proceso de vacunación en el país permitiría retomar una parte significativa de las actividades con normalidad.

³ Datos del Banco Central. [Link](#)

Análisis de operación

Generación

En el mes de febrero la generación total del SEN fue de 6.170 GWh/mes, un 8,8% inferior a enero de 2021 (6.769 GWh/mes) y un 3% inferior a febrero de 2020 (6.363 GWh/mes) (Ver Figura 7).

La participación de la generación de embalse, pasada, gas y carbón disminuyó un 30,6%, 10,3%, 21,1% y 6,6% respectivamente en relación con la de febrero de 2020. En contraste, la participación de la generación mediante energía eólica, solar y diésel aumentó en un 13,3%, 27,5% y 1.268% respectivamente en relación con febrero 2020 (Ver figura 7).

Durante febrero estuvieron en mantenimiento mayor las centrales hidráulicas de embalse Canutillar, Pangué, Colbún y Pehuenche (21, 21, 7 y 1 días respectivamente); las centrales de carbón Campiche, Norgener NO2, Hornitos y Mejillones (27, 14, 1 y 1 días respectivamente); las unidades de GNL Nehuencho, Quintero y Taltal (2, 19 y 23 días respectivamente); las unidades hidráulicas de pasada Abanico y Rucúe (26 y 7 días respectivamente) y, por último, las unidades diésel Taltal y Quintero (4 y 4 días respectivamente).

Con respecto a la generación bruta del mes de febrero, la potencia máxima generada fue de 10.901 MW el día 26, y la mínima fue de 7.260 MW el día 14. La Figura 8 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.

Hidrología

De forma análoga a lo ocurrido en el mes anterior (enero) la energía embalsada en el SEN en febrero del presente año no superó los niveles de febrero del año anterior. Se mantiene aún en niveles históricamente bajos, representando un 53% del promedio mensual entre los años 1994 y 2020 (ver Figura 9). En lo que va del año hidrológico 2020/2021 (febrero de 2020), el nivel de excedencia observado es igual a 91,7%, es decir, se ubica en el 8,3% de las hidrologías más secas observadas a igual fecha.

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

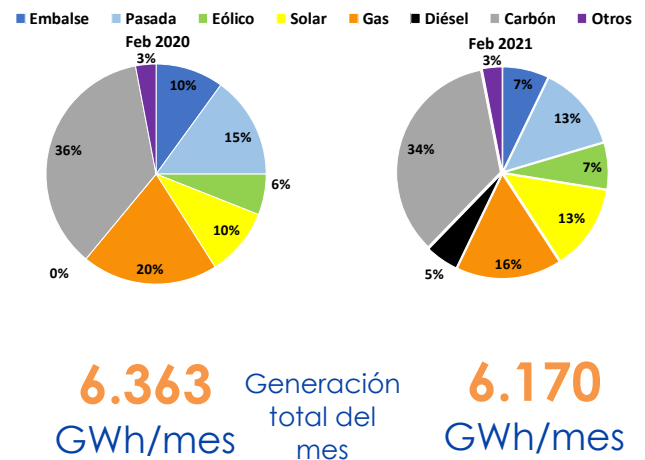


Figura 7: Energía mensual generada en el SEN (Fuente: CEN)



Figura 8: Generación bruta del SEN febrero 2021 (Fuente: CEN)

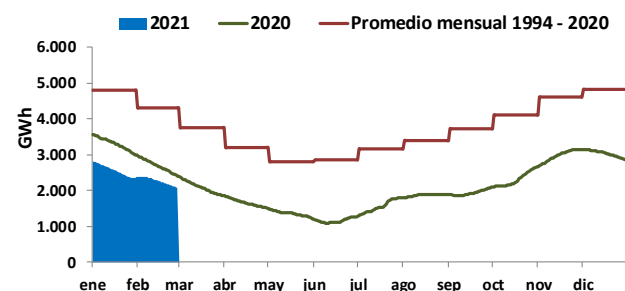


Figura 9: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE – CEN)

Análisis de operación

Costos Marginales

En febrero 2021 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 76,0 US\$/MWh, lo cual registró un aumento de 49% con respecto a enero del mismo año (50,8 US\$/MWh), y un aumento de 89% respecto a febrero de 2020 (40,1 US\$/MWh). Los costos en demanda alta fueron determinados por el gas y diésel, y en demanda baja principalmente por el carbón (ver Figura 10).

Por su parte, el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220 en febrero de 2021 fue de 85,1 US\$/MWh, lo cual reflejó un aumento de 44% con respecto a enero del mismo año (58,9 US\$/MWh), y un aumento de 95% respecto a febrero de 2020 (43,5 US\$/MWh). Estos costos estuvieron determinados por el valor del gas en demanda baja y por el valor del agua y del diésel en demanda alta (ver Figura 11).

Durante 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 12). El total de desacoples del SEN fue de 758 horas.

Los tramos con mayores desacoples fueron: Cautín 220 – Tap Ríotolten 220 (42 eventos), D. Almagro 220 – Cachiyuyal 220 (26 eventos), Salar 220 – Calama 220 (20 eventos), Quillota 110 – S. Pedro 110 (13 eventos) y Polpaico 500 – N. P. Azúcar 500 (9 eventos) con un desacople promedio de 82,1 US\$/MWh, 57,1 US\$/MWh, 40,8 US\$/MWh, 70,1 US\$/MWh y 46,7 US\$/MWh respectivamente (ver Tabla 1).

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

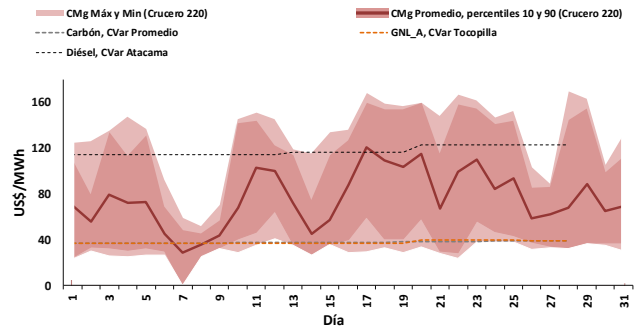


Figura 10: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de febrero para Crucero 220 (Fuente: CEN)

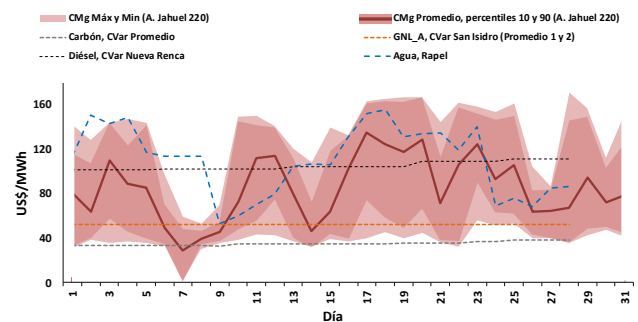


Figura 11: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de febrero para Alto Jahuel 220 (Fuente: CEN)

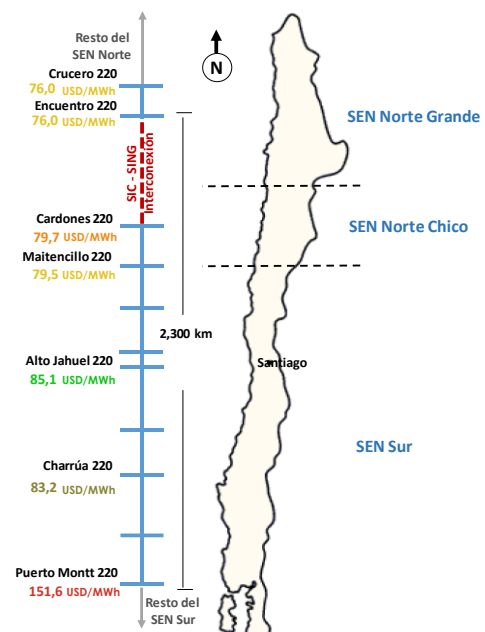


Figura 12: Costo marginal promedio de febrero en barras representativas del Sistema (Fuente: CEN)

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

Líneas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh	Líneas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh
CAUTIN 220-TAP RIOTOLTEN 220	483	82,1	CALAMA 220-CALAMA 110	6,8	32,6
D.ALMAGRO 220-CACHIYUYAL 220	107	57,1	N.P. AZUCAR 220-P.AZUCAR 220	1,4	43,2
SALAR 220-CALAMA 220	89	40,8	L.PALMAS 220-L.VILOS 220	3,6	58,0
QUILLOTA 110-S.PEDRO 110	44	70,1	ITAHUE 220-ITAHUE 154	1,1	107,2
POLPAICO 500-N.P.AZUCAR 500	21	47	P.AZUCAR 220-DON GOYO 220	1,7	127,9

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

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

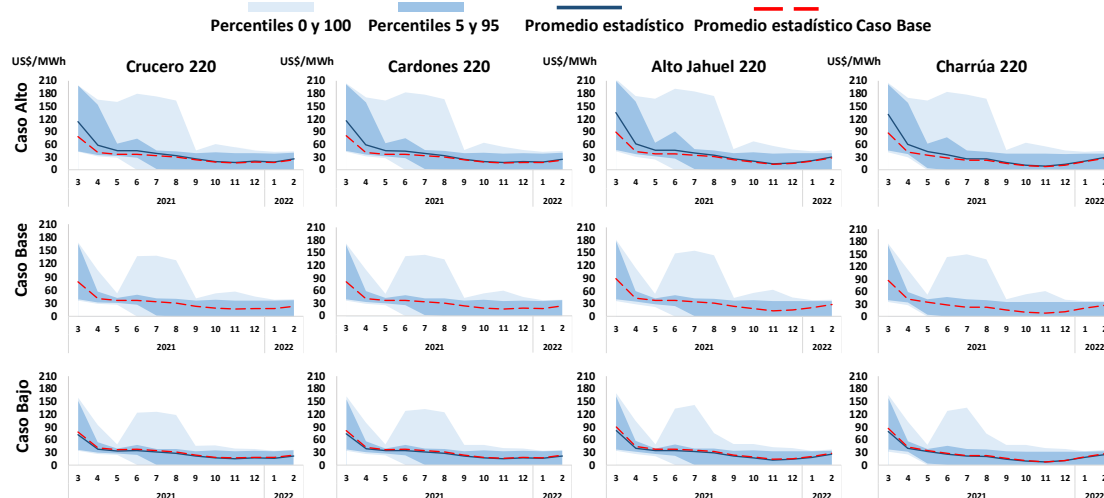


Figura 13: Costos marginales proyectados por barra (Fuente: Systep)

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 2021 y la contingencia producto de la pandemia originada por el COVID-19, la proyección de la demanda considera un crecimiento total de 1,6% para el año 2021 respecto del año 2020. 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

	Supuestos		Caso Bajo	Caso Base	Caso Alto
Crecimiento demanda	2021 (Proyectada)		1,6%	1,6%	1,6%
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton	Mejillones 1 y 2	72,3	80,4	88,4
		Angamos	59,3	65,9	72,5
		Guacolda (promedio)	63,4	70,4	77,5
		Andina	55,2	61,3	67,5
		Hornitos	60,7	67,4	74,2
		Norgener	66,3	73,7	81,1
		N. Ventanas	72,0	80,0	88,0
	Diesel US\$/Bbl (Quintero)	Quintero	69,9	77,6	85,4
		Mejillones	69,4	77,1	84,8
	GNL US\$/MMBtu	San Isidro 1	5,6	6,2	6,9
		Nehuenco 1	7,2	8,0	N/A
		Mejillones CTM3	4,0	4,4	N/A
		U16	4,1	4,5	5,0
	GN US\$/MMBtu	Kelar	7,3	8,1	N/A
		San Isidro 2 (1)	4,1	4,5	5,0
		U16 (2)	4,1	4,5	5,0
		Nehuenco 2 (1)	4,1	4,5	N/A
		Nueva Renca (1)	4,1	4,5	N/A

(1) A partir de Enero 2021 (4,5 US\$/MMBtu Nov-Mar; 5,3 US\$/MMBtu Abr-Oct)

(2) A partir de Enero 2021 (4,5 US\$/MMBtu Nov-Mar; GNL Abr-Oct)

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 5.134 MW de nueva capacidad, de los cuales 2.543 MW son solares, 1.708 MW son eólicos, 28 MW son geotérmicos, 597 MW hidráulicos y 375 MW térmicos. Además, se considera el retiro de Ventanas II para agosto 2021, equivalente a 193,5 MW.

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 físico y financiero por empresa, en que se considera para cada una la operación consolidada del SEN.

En febrero, Enel Generación disminuyó su generación de carbón, GNL, solar, eólica e hidráulica, y aumentó su generación diésel y a gas natural. Por su parte, Colbún aumentó su producción en base a carbón, GNL y gas natural, y redujo su generación hidráulica. Por otro lado, AES Gener disminuyó su generación en base a gas natural y carbón y aumentó su producción de GNL. Por último, Tamakaya disminuyó su producción térmica de gas.

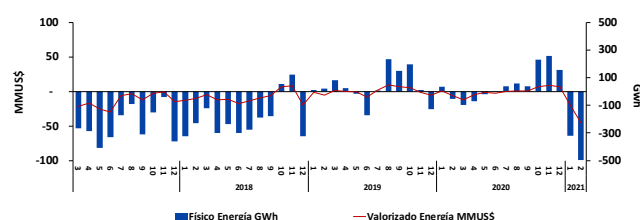
En febrero, las empresas Tamakaya, Enel y Engie fueron deficitarias, mientras que AES Gener y Colbún fueron excedentarias.

Enel Chile

Generación por Fuente (GWh)			
	Feb 2020	Ene 2021	Feb 2021
Diésel	0	4	37
Carbón	162	197	193
Gas Natural	316	71	112
GNL	8	203	187
Hidro	765	875	620
Solar	102	115	98
Eólico	142	157	122
Getérmica	19	20	21
Total	1.514	1.642	1.390

*Incluye Pehuenche y GasAtacama, entre otros.

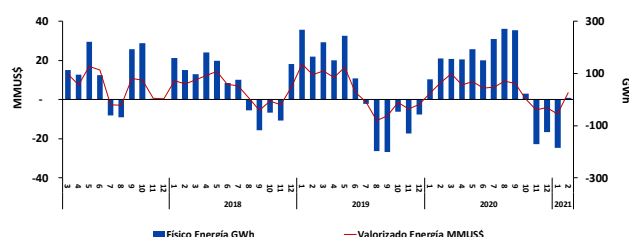
Costos variables promedio (US\$/MWh)			
Central	Ene 2021	Feb 2021	
San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II)	51,8	51,9	
San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II)	35,2	35,7	
Taltal Diesel (Prom I y II)	150,2	162,6	
Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	108,8	117,4	
Valor del Agua promedio (US\$/MWh)			
Central	Ene 2021	Feb 2021	
Embalse Ralco	36,7	45,9	
Transferencias de Energía febrero 2021			
Total Generación (GWh)		1.390	
Total Retiros (GWh)		1.887	
Transf. Físicas (GWh)		-497	
Transf. Valorizadas (MMUS\$)		-45	



Colbún

Generación por Fuente (GWh)			
	Feb 2020	Ene 2021	Feb 2021
Diésel	7	29	78
Carbón	199	221	231
Gas Natural	217	0	133
GNL	181	7	108
Hidro	359	379	232
Solar	2	2	2
Eólico	0	0	0
Total	965	638	783

Costos Variables promedio (US\$/MWh)			
Central	Ene 2021	Feb 2021	
Santa María	31,1	30,5	
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	43,4	43,6	
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	35,8	39,0	
Nehuenco Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II)	87,1	95,1	
Valor del Agua promedio (US\$/MWh)			
Central	Ene 2021	Feb 2021	
Embalse Colbún	141,9	111,3	
Transferencias de Energía febrero 2021			
Total Generación (GWh)		783	
Total Retiros (GWh)		776	
Transf. Físicas (GWh)		7	
Transf. Valorizadas (MMUS\$)		4	

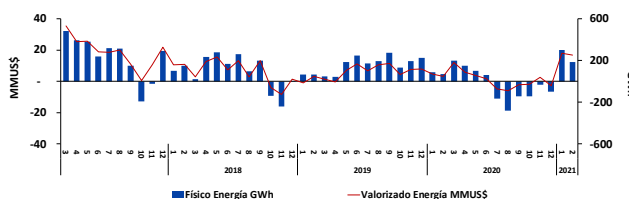


AES Gener

Generación por Fuente (GWh)			
	Feb 2020	Ene 2021	Feb 2021
Diésel	0	0	0
Carbón	1.487	1.577	1.346
Gas Natural	1	2	3
GNL	0	0	0
Hidro	122	135	97
Solar	7	25	19
Eólico	0	0	0
Otro	0	0	0
Total	1.617	1.739	1.464

*Incluye Guacolda, Cochrane y Angamos, entre otros.

Costos variables promedio (US\$/MWh)			
Central	Ene 2021	Feb 2021	
Ventanas II	37,3	38,5	
N. Ventanas y Campiche	35,4	35,4	
Angamos (prom. 1 y 2)	27,1	29,5	
Guacolda III	28,7	31,8	
Norgener (prom. 1 y 2)	31,2	34,7	
Transferencias de Energía febrero 2021			
Total Generación (GWh)		1.464	
Total Retiros (GWh)		1.277	
Transf. Físicas (GWh)		187	
Transf. Valorizadas (MMUS\$)		17	



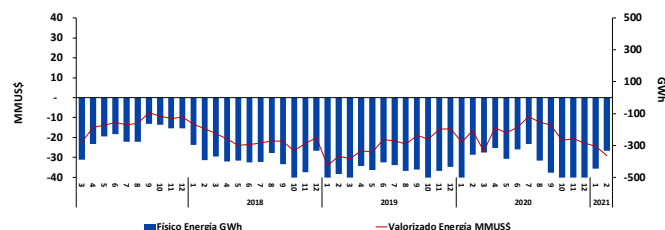
Análisis por empresa

Engie

Generación por Fuente (GWh)			
	Feb 2020	Ene 2021	Feb 2021
Diésel	0	0	5
Carbón	408	367	357
Gas Natural	96	146	109
GNL	111	32	91
Hidro	3	4	5
Solar	12	12	8
Eólico	0	7	5
Total	631	567	580

Costos Variables promedio (US\$/MWh)			
	Central	Ene 2021	Feb 2021
Andina Carbón		33,1	33,0
Mejillones Carbón		43,4	43,3
Tocopilla GNL A (U16-TG1+TV1)		36,7	37,7
Transferencias de Energía febrero 2021			
Total Generación (GWh)			631
Total Retiros (GWh)			963
Transf. Físicas (GWh)			-332
Transf. Valorizadas (MMUS\$)			-29

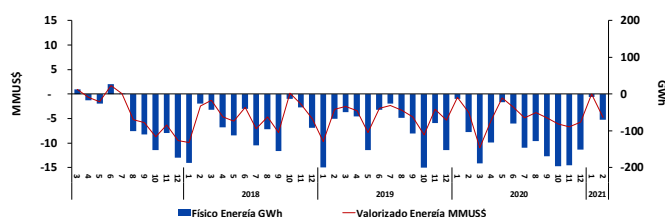
*Considera Andina, Hornitos, Los Loros y Monte Redondo



Tamakaya Energía (Central Kelar)

Generación por Fuente (GWh)			
	Feb 2020	Ene 2021	Feb 2021
Diésel	0	0	33
Carbón	0	0	0
Gas Natural	326	496	390
GNL	163	248	179
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	489	743	602

Costos Variables prom. (US\$/MWh)			
	Central	Ene 2021	Feb 2021
Kelar GNL A (TG1 + TG2 + TV)		69,0	69,0
Kelar Diesel (TG1 + TG2 + TV)		74,2	82,9
Transferencias de Energía febrero 2021			
Total Generación (GWh)			211
Total Retiros (GWh)			281
Transf. Físicas (GWh)			-70
Transf. Valorizadas (MMUS\$)			-5



Para mayor detalle sobre empresas del Sistema, ver [Estadísticas Systep](#), 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 febrero de 2021, es de 86,7 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 [Estadísticas Systep](#), sección Precios de licitación SEN

Tabla 3: Precio medio de licitación indexado a febrero de 2021 por generador, en barra de oferta (Fuente: CNE. Elaboración: Systep)

Empresa Generadora	Precio Medio Contratos US\$/MWh	Energía Contratada año 2020 GWh
ENDESA	83,7	15.679
E-CL	94,0	7.596
AES GENER	81,9	5.229
COLBÚN	91,4	4.850
El Campesino	95,6	4.021
Abengoa	125,3	955
IBEREOLICA CABO LEONES II S.A.	51,6	858
Aela Generación S.A.	83,6	769
HUEMUL ENERGÍA (Caman)	42,4	638
HUEMUL ENERGÍA (Coihue)	43,1	638
ACCIONA	103,6	603
PANGUIPULLI	126,5	567
CONDOR ENERGÍA (Esperanza)	47,1	528
San Juan SpA.	111,8	422
WPD MALLECO (Malleco)	54,6	397
Pelumpén S.A.	89,2	326
M. REDONDO	115,2	303
MARIA ELENA SOLAR	31,8	280
D. ALMAGRO	121,5	220
Iberrolica Cabo Leones I S.A.	97,8	195
WPD MALLECO (Malleco II)	54,2	192
Chungungo S.A.	97,1	191
OPDENERGY	41,6	176
PUYEHUE	98,5	160
IBEREOLICA CABO LEONES III SpA	71,4	130
Santiago Solar S.A.	87,2	121
Otros	94,1	799
Precio Medio de Licitación	86,7	46.842

Tabla 4: Precio medio de licitación indexado a febrero de 2021 por distribuidora, en barra de oferta (Fuente: CNE. Elaboración: Systep)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Contratos US\$/MWh	Energía Contratada año 2020 GWh
Enel Distribución	75,7	16.316
CGE Distribución	99,2	13.024
Chilquinta	93,5	3.481
SAESA	88,8	4.312
Precio Medio Muestra	87,1	37.134

Energías Renovables No Convencionales

De acuerdo con el balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), cuya última publicación considera datos actualizados a enero de 2021, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 3.306 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 341 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante enero fue igual a 1.761 GWh, es decir, se superó en un 416% la obligación ERNC.

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 53% (925 GWh) seguido por el aporte eólico con un 30% (535 GWh), luego los aportes de tipo hidráulico, biomasa y geotérmica con un 10%, 6% y 1% respectivamente (174, 111 y 16 GWh respectivamente, ver Figura 14).

Durante enero, se registraron 23 GWh de energía solar y eólica vertida, lo que refleja un aumento del 111% con respecto a diciembre 2020 (11 GWh) y un aumento de 116% con respecto a enero de 2020 (11 GWh), ver Figura 15.

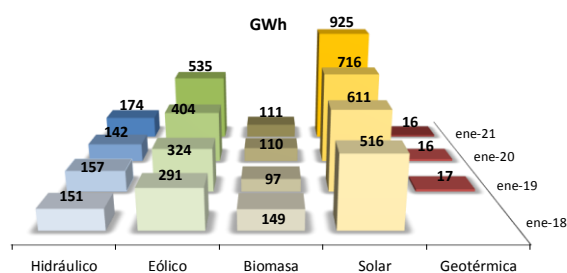


Figura 14: Generación ERNC histórica reconocida (Fuente: CEN)

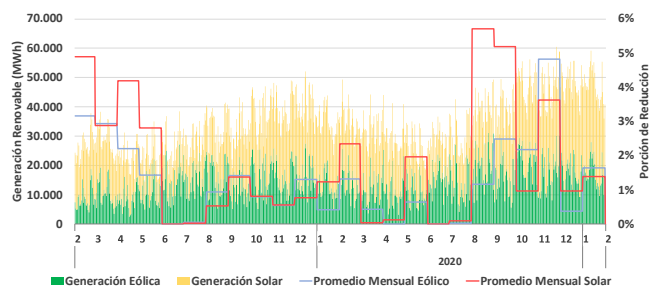


Figura 15: Vertimiento renovable durante el mes de enero (Fuente: CEN).

Expansión del Sistema

Plan de obras

De acuerdo con la RE-57 CNE (26-02-2021) "Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción", se espera la entrada de 6.740 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional a octubre de 2024. De estos, 46,2% corresponde a tecnología solar (3.116 MW), un 29,0% a tecnología eólica (1.958 MW), un 16,3% a tecnología hidráulica (1.102 MW), un 5,4% a tecnología térmica (365 MW), un 2,5% a biomasa (166 MW), y un 0,5% a tecnología geotérmica (33 MW).

De acuerdo con la información anterior, la Tabla 5 resume el plan de obras de generación de la CNE a 12 meses (Tabla 5).

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

Proyecto	Fecha estimada de interconexión	Tipo de tecnología	Potencia neta [MW]
Las Lajas	jul-21	Hidráulica	267
Alfalfal II	sep-21	Hidráulica	264
Diego de Almagro Sur	sep-21	Solar	208
Parque FV Domeyko	jun-21	Solar	186
Parque Eólico Cerro Tigre	feb-21	Eólica	185
Proyecto FV Coya	dic-21	Solar	180
Planta FV Sol del Desierto Fase I	abr-21	Solar	175
San Pedro	oct-24	Hidráulica	170
MAPA	oct-21	Biomasa	166
Parque FV Malgarrida II – Etapa I	abr-21	Solar	163
PE Llanos del Viento	ago-21	Eólica	156
Parque Eólico Tchamma	mar-21	Eólica	155
PE Puelche Sur	nov-21	Eólica	152
Sol de Lila	feb-21	Solar	152
Parque Eólico Calama	ago-21	Eólica	150
Llanos Blancos	oct-21	Térmica	150
Los Cóndores	dic-23	Hidráulica	150
Valle del Sol	ago-21	Solar	150
Río Escondido	feb-21	Solar	145
Parque Eólico Rendaico II	feb-21	Eólica	144
Parque Eólico Malleco – Fase II	feb-21	Eólica	138
Nuble	jun-24	Hidráulica	136
Parque Eólico Malleco – Fase I	feb-21	Eólica	135
Ampliación Finis Terroe Etapa I	feb-21	Solar	126
PV Tamaya Solar	jun-21	Solar	114
Andes IIB	oct-21	Solar	113
Cabo Leones III Fase 2	abr-21	Eólica	110
Parque Eólico Ckani	oct-21	Eólica	107
Valle Escondido	jul-21	Solar	105
Sol de Varas	mar-22	Solar	101
Parque FV Pampa Tigre	ago-21	Solar	100
Los Olmos	ago-21	Eólica	100
Parque FV Willka	jul-22	Solar	98
Sol de Los Andes	jun-21	Solar	89
Parque Solar Capricornio	feb-21	Solar	88
Parque Fotovoltaico La Huella	ene-21	Solar	84
Parque Eólico Alena	mar-21	Eólica	84
PSF Sol de Atacama	abr-22	Solar	81
Combarbalá	abr-21	Térmica	75
Campo Lindo	mar-22	Eólica	72
Central de Respaldo Maitencillo	jul-21	Térmica	67
Parque Eólico Mesamávida	mar-21	Eólica	60
Extensión de Parque Eólico Cabo Leones I	may-21	Eólica	60
PE Lomas de Duqueco	jul-21	Eólica	57
Planta FV Sol del Desierto Fase II	abr-21	Solar	55
La Cruz Solar	ene-21	Solar	50
Parque Eólico La Estrella	feb-21	Eólica	50
CH Los Lagos	ago-22	Hidráulica	49
Parque Eólico Negrete – Etapa I	feb-21	Eólica	36
Cardones	feb-23	Solar	35
Cerro Pabellón Unidad 3	mar-21	Geotérmica	33
Parque FV Malgarrida I	abr-21	Solar	28
San Javier etapa I	jun-21	Térmica	25
San Javier etapa II	jun-21	Térmica	25
Trupán	dic-20	Hidráulica	20
El Pinar	ene-21	Hidráulica	11
Parque FV Malgarrida II – Etapa II	abr-21	Solar	10

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 febrero de 2021, totalizan 14.683 MW con una inversión de MMUS\$ 13.893 mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 57.741 MW con una inversión de MMUS\$ 116.858 (ver Tabla 6).

Durante el mes de febrero, 11 proyectos obtuvieron RCA favorable, de los cuales todos son solares, sumando una capacidad de 584 MW. Se destaca dentro de estos proyectos, Parque Fotovoltaico Taltal Solar y Lalackama 3 de 317 MW y 181 MW respectivamente. Por otro lado, entraron en calificación 34 nuevos proyectos aportando con una capacidad de 1.097 MW, de los cuales se destacan los proyectos Optimización Planta Solar Likana y Parque Solar Fotovoltaico Pampa Librillo de 690 MW y 126 MW respectivamente.

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	5.297	6.210	10.447	20.963
Hidráulica	176	456	3.933	6.677
Solar	7.176	5.603	25.339	53.192
Gas Natural	0	0	6.397	6.258
Geotérmica	0	0	170	710
Diesel	0	0	2.887	6.535
Biomasa/Biogás	0	0	463	920
Carbón	0	0	7.030	13.603
Termosolar	0	0	1.075	8.000
Mixto (Solar + Eólica)	2.033	1.624	0	0
Total	14.683	13.893	57.741	116.858

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

Seguimiento regulatorio

Ministerio de Energía

- Se Publica en el Diario Oficial el Decreto 16T, que Fija Precios de Nudo Promedio en el SEN ([ver más](#)).
- Se Publica en el Diario Oficial el Decreto 3T que Fija Precio de Nudo para Suministros de Electricidad y Modifica Decreto Supremo 3T del 2019 ([ver más](#)).
- Se Suspende la Medición de Horario de Punta y el Recargo por Energía Adicional de Invierno, para los meses de abril, mayo, agosto y septiembre (numeral 3.3, [ver más](#)).
- Se Retira de Contraloría General de la República el Decreto 37, sobre la Planificación de la Transmisión ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial la Resolución Exenta N°56 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](#)).

Comisión Nacional de Energía

- Consulta Pública - Norma Técnica de Coordinación y Operación - Programación de la Operación ([ver más](#)).
- Se extiende plazo para observar Informe Técnico Cuatrienales de Costos de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SSMM ([ver más](#)).
- Se extiende plazo para observar Informe de Determinación de los Costos de Inversión y Costos Fijos de Operación de la Unidad de Punta del SEN y los SSMM ([ver más](#)).

Panel de Expertos

- Discrepancia finalizada sobre Informe de Repartición de Ingresos Asociados al Cargo por Transmisión Nacional, Zonal y Dedicado ([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

Marzo 2021



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
Eléctricos y Regulación

plecaros@systep.cl

Jorge Hurtado R. | Ingeniero de Estudios

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.