

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

SIC y SING

Marzo 2015

[Volumen 8, número 3]

Contenido

Editorial	2
SIC	3
Análisis de operación del SIC	3
Proyección de costos marginales System	4
Análisis por empresa	5
SING	6
Análisis de operación del SING	6
Proyección de costos marginales System	7
Análisis por empresa	8
Suministro a clientes regulados	9
Energías Renovables No-Convencionales	9
Monitoreo regulatorio y hechos relevantes	10
Proyectos en SEIA	10

Licitaciones de Suministro para Clientes Regulados 2015

En el mes de febrero la Comisión Nacional de Energía inició el proceso de licitaciones 2015 para el suministro de clientes regulados del SIC. Estas licitaciones serán las primeras en llevarse a cabo bajo las reformas al sistema de licitaciones introducidas con la Ley 20.805, publicada en enero de este año. Esta Ley exige la elaboración de un Informe de Licitaciones como etapa previa a las bases de licitación, el cual ya fue publicado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) en su versión preliminar y se encuentra en etapa de observaciones. Con los plazos establecidos, se espera que las bases de licitación se encuentren publicadas hacia finales de abril, aunque podría ser más tarde, de presentarse discrepancias al Panel de Expertos.

Aunque los volúmenes exactos de energía a licitar no se conocen todavía, el proceso de licitaciones 2015 será de vital importancia en el suministro de clientes regulados durante las próximas dos décadas. Esto, debido a que los contratos de suministro vigentes comenzarán a vencer gradualmente a partir de 2020, y serán reemplazados en parte importante por la energía licitada en este proceso.

Un aspecto de la licitación 2015 que deberá ser definido por la autoridad, es la política de incentivos a la contratación de energías renovables no convencionales (ERNC). En el proceso de licitación 2013/03 segundo llamado, que se llevó a cabo el pasado mes de diciembre, la CNE introdujo bloques de suministro horarios como una medida para facilitar ofertas de tecnologías ERNC intermitentes. Si bien el resultado de esta licitación rompió una tendencia al alza en los precios licitados y la ausencia de ofertas, finalizando con un nivel de cobertura total de 92% y un precio promedio de 108 US\$/MWh, los bloques de suministro horarios evidenciaron un bajo nivel de cobertura, quedando 1.045 GWh-año sin contrato, no así en los bloques de suministro continuo que resultaron 100% adjudicados. La Figura 1 muestra la energía adjudicada y desierta de los bloques horarios de la licitación 2013/03 segundo llamado.

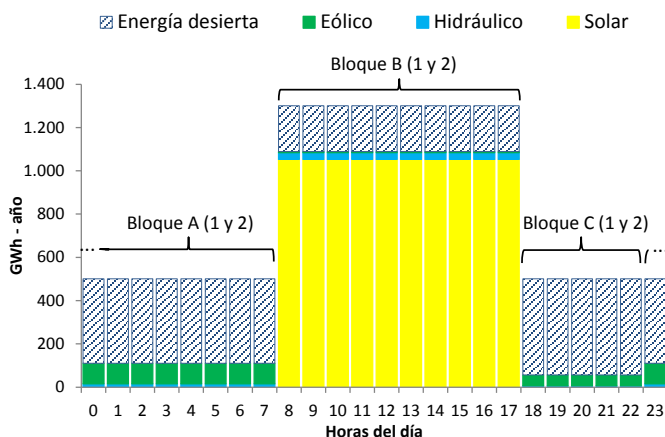


Figura 1: Adjudicación de bloques horarios, licitación 2013/03 segundo llamado (Fuente: CNE)

En el corto plazo, la energía que resultó desierta, particularmente en los bloques de la noche y tarde-noche (Bloques A y C), provocará una estrechez entre la energía contratada y demandada por los clientes regulados en estas horas del día durante los próximos 2 a 3 años, pudiendo requerirse una licitación de corto plazo o bien un traspaso de energías entre distribuidoras excedentarias y deficitarias de contratos, de forma tal de evitar una situación de suministro sin contrato.

En el largo plazo, vale la pena cuestionarse si es necesario mantener el diseño de bloques horarios como una forma de favorecer ciertas tecnologías por sobre otras. En primer lugar, las cuotas de participación de ERNC introducidas en las leyes 20.257 (Ley ERNC) y 20.698 (Ley 20/25) hasta ahora se han cumplido holgadamente, y considerando los proyectos en desarrollo avanzado y los adjudicados en el último proceso de licitaciones, permitirán por sí solos cumplir esta política, prácticamente hasta el año 2025 (20% de los retiros al 2025).

En segundo lugar, actualmente existen tecnologías ERNC que pueden generar continuamente la mayor parte del día, tales como geotérmicas, mini-hidro de pasada y solar CSP. Un caso interesante a tener en consideración es el de Abengoa Chile S.A., que ofertó en el último proceso de licitación con tecnología solar CSP, adjudicándose el 46% de la energía ofertada en el Bloque 4 (suministro continuo), a un valor de 115 US\$/MWh, compitiendo con tecnologías convencionales de suministro continuo, como por ejemplo la central a GNL El Campesino que ofertó 111 US\$/MWh en el mismo bloque. En estas condiciones, es importante mantener el principio de neutralidad tecnológica que fue históricamente considerado en las licitaciones de suministro, como una forma de buscar el desarrollo de las tecnologías más eficientes económicamente, aunque respetando las restricciones impuestas por la política de penetración de ERNC. Este principio se rompió en las últimas licitaciones aunque en una cantidad limitada (sólo el 15% de la energía total licitada correspondió a bloques horarios).

De cara al proceso de licitaciones 2015 para el suministro de clientes regulados del SIC, es importante que el diseño de las mismas asegure el cumplimiento del objetivo principal: el despeje de los menores precios para las tarifas de clientes regulados. Una situación sobre la que existe preocupación es un potencial desarrollo excesivo de ERNC que lleve a una condición de sobreoferta y precios muy bajos en las horas que éstas se encuentran disponibles, con el consiguiente efecto negativo sobre las mismas, y limitando el aporte de los generadores convencionales a las horas restantes, reduciendo así la viabilidad económica de estos últimos, siendo necesarios para el desarrollo seguro del sistema.

Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis de operación del SIC

En el mes de febrero la operación del SIC se caracterizó por una menor participación hidráulica con respecto a enero, disminuyendo de un 43% a 35% entre centrales de pasada y embalse.

La menor participación hídrica sumado a los mantenimientos mayores de las centrales: Ventanas 1 (120 MW), Santa Fe (67,2 MW) y la desconexión no programada de Guacolda 2 (150 MW) por 6 días; además de una mayor disponibilidad de GNL produjo durante febrero que la participación de esta tecnología aumentara de un 18% a un 24%, y la diesel de 4% a 6% respecto al mes anterior, asimismo la generación a carbón se mantuvo. Por último, continúa la paralización de la central Bocamina II (350 MW) iniciada en el mes de diciembre de 2013.

En tanto, la energía embalsada en el SIC se mantiene en niveles históricamente bajos, pero por sobre los niveles de energía almacenada a igual fecha del año pasado (ver Figura 3).

Durante febrero la central San Isidro operó sus dos ciclos combinados con GNL, a un precio promedio declarado de 8,7 US\$/MMBtu. Por su parte, las unidades I y II de Nehuenco operaron con GNL y costo variable nulo. En tanto, la central Nueva Renca operó con GNL declarado a un precio de 20,2 US\$/MMBtu.

Durante febrero el costo marginal del SIC, fue determinado por el valor del agua de las centrales de embalse principalmente. En particular, el valor del agua varió entre 137,4 y 171 US\$/MWh en la central Rapel durante el mes de análisis situándose por sobre el valor del diesel (ver Figura 4).

En febrero de 2015 el costo marginal del SIC promedió 145,3 US\$/MWh en la barra Alto Jahuel 220, lo cual es un 23% mayor respecto al mes de enero de 2015 (117,9 US\$/MWh), y 1,7% menor respecto a febrero de 2014 (142,8 US\$/MWh).

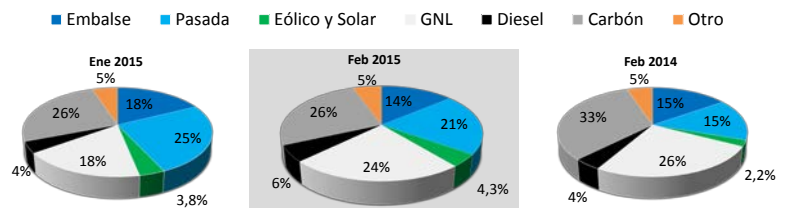


Figura 2: Energía mensual generada en el SIC (Fuente: CDEC-SIC)

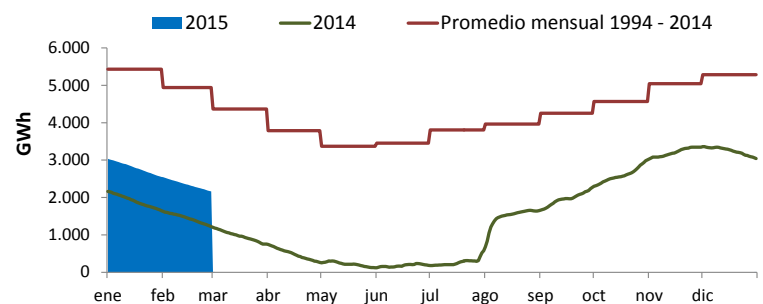


Figura 3: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE - CDEC SIC).

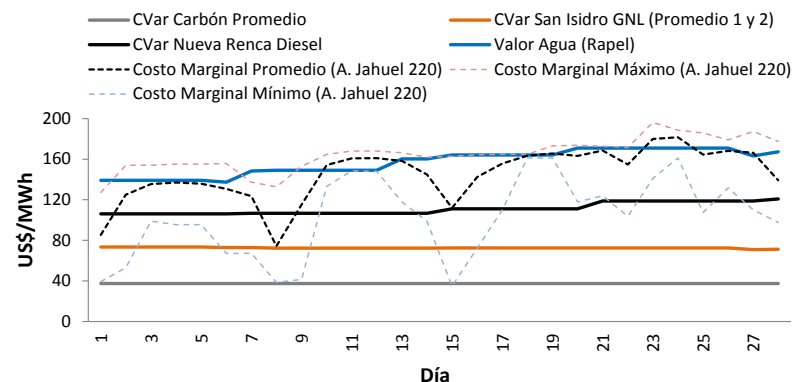


Figura 4: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de febrero (Fuente: CDEC-SIC)

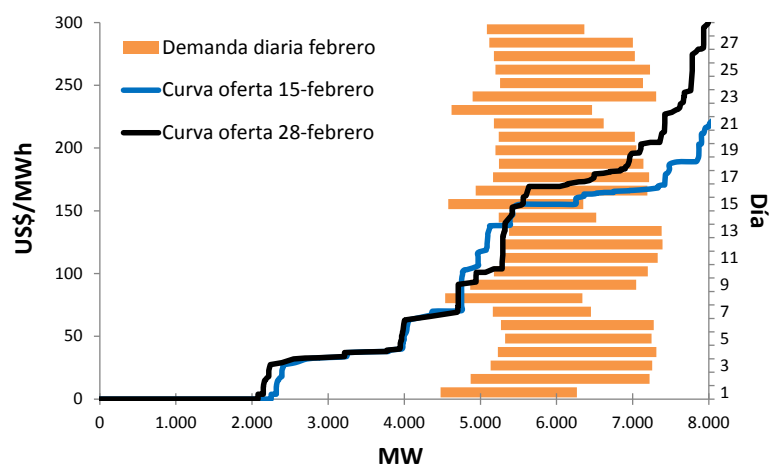


Figura 5: Demanda diaria durante febrero y curva de oferta aproximada al 15 y 28 del mismo mes (Fuente: CDEC-SIC, Elaboración: Systep)

Sistema Interconectado Central (SIC)

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

En esta proyección se considera el pronóstico de deshielo publicado por el CDEC-SIC y actualizado a principios de este mes, además para el año 2015 se proyectan condiciones de operación excepcionales en el SIC: la central El Toro de Endesa operará con su generación limitada entre mayo y noviembre para cumplir un acuerdo con los regantes del lago Laja; la central San Isidro no podrá funcionar a plena capacidad debido a problemas técnicos, por lo que Endesa arrendó a AES Gener la central Nueva Renca para quemar los excedentes de gas natural; así como la paralización en curso de la central Bocamina II de Endesa, para la cual se considera en esta proyección su reingreso a la operación en agosto de 2015.

No obstante, no existe certeza que estas consideraciones ocurran exactamente como se han modelado, así como la posible entrada de nuevos proyectos ERNC y el posible retraso de obras de transmisión podrían modificar los costos marginales proyectados.

Para los próximos 12 meses se espera la entrada en operación de 1.045 MW de nueva capacidad renovable, de los cuales 733 MW son solares, 175 MW eólicos, 115,3 MW hídricos, y 22 MW de biomasa.

Tabla 1: Supuestos proyección de costos marginales a 12 meses Systep (Fuente: Systep)

Supuestos SIC		Caso alta disp. GNL	Caso baja disp. GNL
Crecimiento demanda	2015		3,9%
	2016		3,4%
Carbón US\$/Ton (N. Ventanas)		84,5	
Diesel US\$/Bbl (Quintero)		78,9	
Precios combustibles	GNL US\$/MMBtu (CIF)	San Isidro	6,0
		Nehuenco	0,0
		Nueva Renca (*)	6,0
			12,0
Disponibilidad GNL	San Isidro	Limitada	Limitada
	Nehuenco (Mar - Ago)	Limitada	Limitada
	Nehuenco (Sep - Feb)	0	0
	Nueva Renca (*) (Mar - Ago)	Limitada	Limitada
	Nueva Renca (*) (Sep - Feb)	0	0

(*): Nueva Renca se encuentra bajo un contrato de arrendamiento con Endesa.

Tabla 2: Indicadores estadísticos de costos marginales proyectados, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: Systep)

Costo Marginal Mensual	Caso Alta disp. GNL		Caso Baja disp. GNL	
	Promedio (US\$/MWh)	Desv. Est. %	Promedio (US\$/MWh)	Desv. Est. %
Mar-2015 a Ago-2015	88,36	39,05	115,91	38,89
Sep-2015 a Feb-2016	56,99	24,91	64,25	29,64

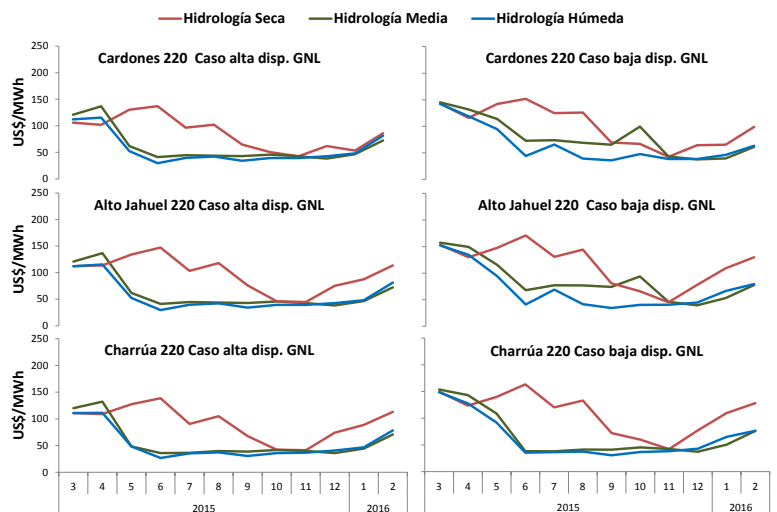


Figura 6: Proyección de costos marginal SIC por hidrología por barra (Fuente: Systep)

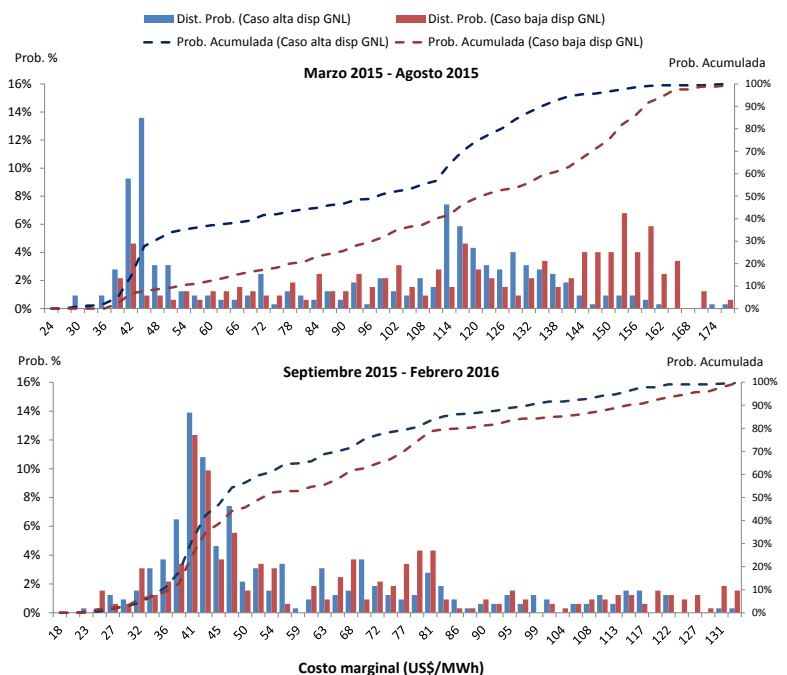


Figura 7: Distribución de probabilidad y probabilidad acumulada de proyección de costos marginales proyectados, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: Systep)

Sistema Interconectado Central (SIC)

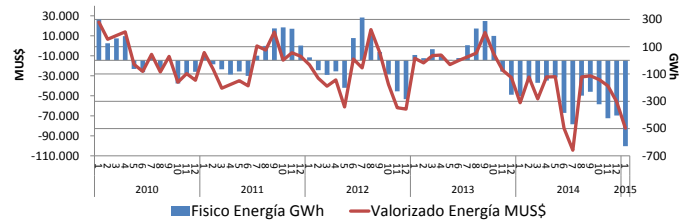
Análisis por empresa

En febrero, Endesa continúa sin generación a carbón por el mantenimiento mayor de Bocamina I y la paralización de Bocamina II. Por otra parte, la generación hidráulica de Endesa, Colbún y Pehuenche disminuyeron por menor disponibilidad de este recurso. En tanto, Endesa, Aes Gener y Colbún aumentaron su generación de GNL por mayor disponibilidad de este combustible, mientras que Guacolda aumentó levemente la generación a carbón.

Endesa

	Generación por fuente GWh		
	Ene 2015	Feb 2015	Feb 2014
Pasada	280	217	225
Embalse	407	265	300
Gas	0	0	0
GNL	399	456	468
Carbón	0	0	60
Diésel	6	1	0
Eólico	7	7	15
Total	1.099	945	1.068

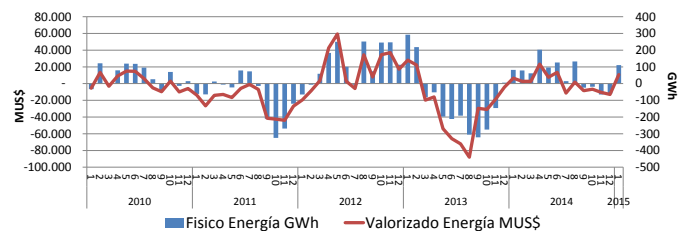
Costos Variables prom. Feb 2015 (US\$/MWh)	
Bocamina (prom. I y II)	46,5
San Isidro GNL (prom. I y II)	72,5
Taltal Diesel	244,3
Transferencias de Energía Ene 2015	
Total Generación (GWh)	1.099
Total Retiros (GWh)	1.729
Transf. Físicas (GWh)	-629,9
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-82,4



Colbún

	Generación por Fuente (GWh)		
	Ene 2015	Feb 2015	Feb 2014
Pasada	184	121	152
Embalse	249	198	171
Gas	0	0	0
GNL	308	399	439
Carbón	273	246	247
Diésel	56	45	14
Eólico	0	0	0
Total	1.069	1.010	1.023

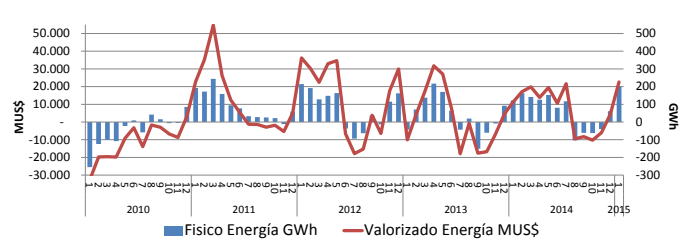
Costos Variables prom. Feb 2015 (US\$/MWh)	
Santa María	33,9
Nehuenco GNL (prom. I y II)	0
Nehuenco Diesel (prom. I y II)	112,0
Transferencias de Energía Ene 2015	
Total Generación (GWh)	1.069
Total Retiros (GWh)	959
Transf. Físicas (GWh)	111
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	10,7



AES Gener (incluye Eléctrica de Santiago)

	Generación por fuente GWh		
	Ene 2015	Feb 2015	Feb 2014
Pasada	168	137	139
Embalse	0	0	0
Gas	0	0	0
GNL	121	125	34
Carbón	542	460	477
Diésel	64	38	112
Eólico	0	0	0
Otro	4	5	4
Total	900	764	765

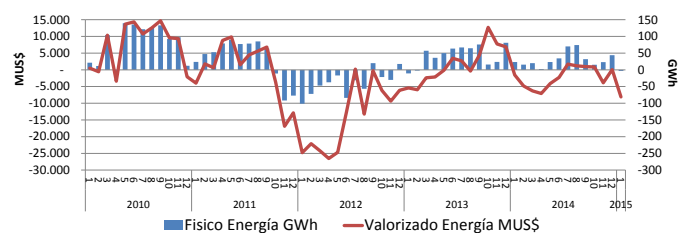
Costos Variables prom. Feb 2015 (US\$/MWh)	
Ventanas prom. (prom. I y II)	41,2
N. Ventanas y Campiche	37,8
Nueva Renca GNL	85,9
Transferencias de Energía Ene 2015	
Total Generación (GWh)	900
Total Retiros (GWh)	699
Transf. Físicas (GWh)	201,4
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	22,6



Guacolda

	Generación por Fuente (GWh)		
	Ene 2015	Feb 2015	Feb 2014
Pasada	0	0	0
Embalse	0	0	0
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	366	380	403
Diésel	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	366	380	403

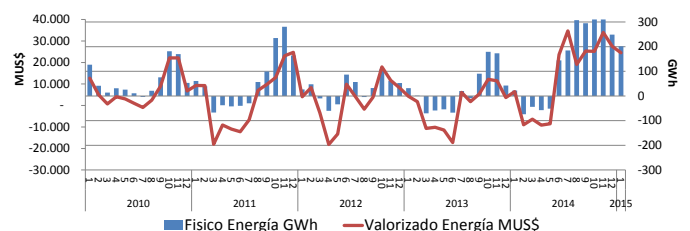
Costos Variables prom. Feb 2015 (US\$/MWh)	
Guacolda I y II	32,8
Guacolda III	29,1
Guacolda IV	32,0
Transferencias de Energía Ene 2015	
Total Generación (GWh)	366
Total Retiros (GWh)	369
Transf. Físicas (GWh)	-3,1
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-8,1



Pehuenche

	Generación por Fuente (GWh)		
	Ene 2015	Feb 2015	Feb 2014
Pasada	80	69	55
Embalse	146	108	86
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	0	0	0
Diésel	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	226	177	141

Costos Variables prom. Feb 2015 (US\$/MWh)	
Sólo centrales hidráulicas	
Transferencias de Energía Ene 2015	
Total Generación (GWh)	226
Total Retiros (GWh)	25
Transf. Físicas (GWh)	201
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	24,5



Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis de operación del SING

Durante febrero la operación del SING presentó un aumento en la participación de carbón, de 77% en enero a 82% en febrero, debido a que finalizó el mantenimiento mayor de la unidad CTM2 (175 MW) de E-CL. Por otra parte, la participación GNL disminuyó de un 13% a un 8% respecto al mes anterior, debido al mantenimiento mayor de la unidad U16 (400 MW) de E-CL (ver Figura 8).

El precio del GNL declarado por la unidad CTM3 de E-CL fue de 6 US\$/MMBtu promedio en febrero. Por su parte, la central GasAtacama (arrendada por Aes Gener) operó con un costo declarado de GNL de 14,5 US\$/MMBtu. Así, el costo variable del GNL se ubicó por encima de los costos variables promedio del carbón (ver Figura 9).

Los costos marginales en febrero fueron marcados mayoritariamente por el costo variable de unidades a GNL (CTM3) y carbón. El promedio mensual del costo marginal de febrero en la barra Crucero 220 fue de 49,6 US\$/MWh, lo cual representa una disminución de 0,2% respecto del mes de enero (49,7 US\$/MWh), y una disminución de un 49% respecto a febrero de 2014 (98,2 US\$/MWh).

A partir de julio de 2014, la compensación por barra producto de la RM 39, que compensa a las empresas generadoras por el sobrecosto de la operación, no es publicada por el CDEC-SING debido a un cambio en el procedimiento de "Valorización de Transferencias Económicas".

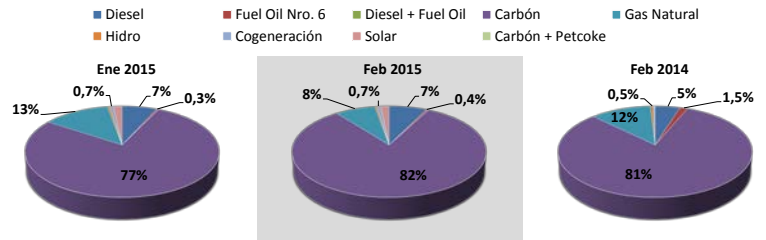


Figura 8: Energía mensual generada en el SING (Fuente: CDEC-SING)

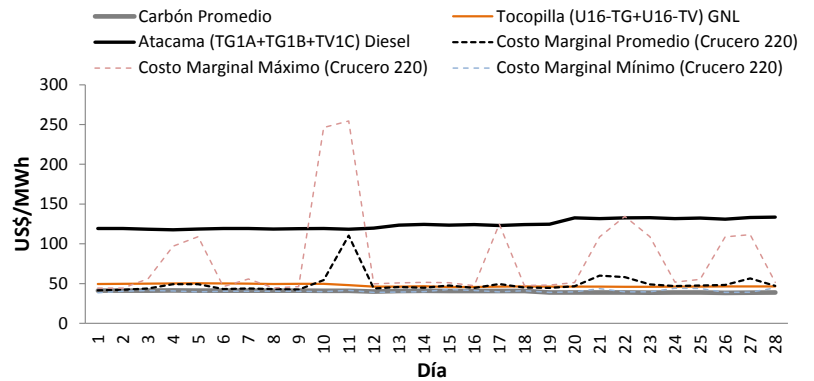


Figura 9: Principales costos variables y costo marginal diario de febrero (Fuente: CDEC-SING)

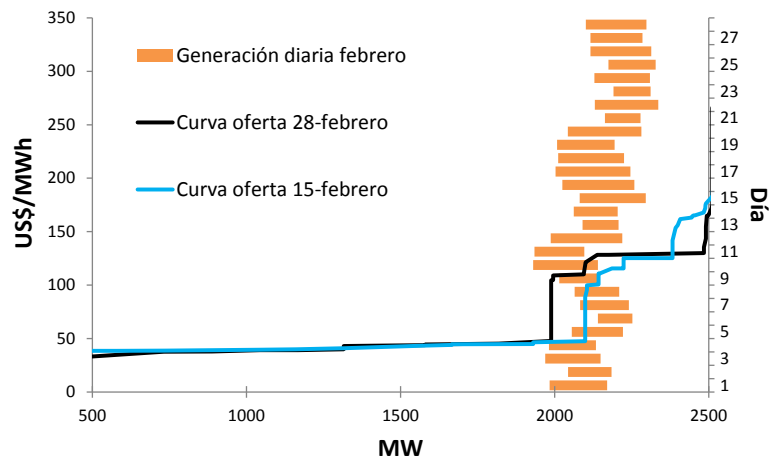


Figura 10: Generación diaria durante febrero y curva de oferta aproximada al 15 y 31 del mismo mes (Fuente: CDEC-SING, Elaboración: Systep)

Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

En base a lo informado por los grandes consumidores del SING, para 2015 se espera un crecimiento anual de la demanda eléctrica cercano al 14,6%, impulsado por la continuación de la toma de carga de proyectos importantes como Sierra Gorda (110 MW), y por la conexión de nuevos proyectos industriales como OGP1 (161 MW) y EWS (209 MW) de Minera Escondida, la Mina Antucoya (50 MW), entre otros. Sin embargo, existe incertidumbre respecto del cumplimiento efectivo de las condiciones de demanda esperadas, situación que en el pasado ha conducido a sobrestimaciones en las proyecciones de demanda informadas por las empresas.

Para abordar esta incertidumbre asociada a la estimación de demanda, Systep considera para esta proyección 3 escenarios distintos de demanda. Se considera un crecimiento de la demanda base, elaborado a partir de las expectativas informadas por los grandes clientes, y dos casos adicionales: demanda baja y demanda alta.

Respecto del parque generador, dentro de los próximos 12 meses se espera la puesta en operación de 4 proyectos solares por un total de 96 MW, de los cuales 46 MW entrarían en la segunda mitad del 2015.

Tabla 3: Supuestos proyección de costos marginales a 12 meses Systep

Supuestos SING		Demanda baja	Demanda base	Demanda alta
Crecimiento demanda	2015	8,9%	14,6%	20,4%
	2016	2,3%	2,3%	2,3%
Combustible	Diesel promedio US\$/Bbl		80,0	
	Carbón US\$/Ton	Mejillones	80,4	
		Angamos	85,1	
		Tocopilla	81,3	
		Andina	70,5	
		Hornitos	75,7	
		Norgener	76,6	
Tarapacá	80,2			
GNL US\$/MMBtu (CIF)	Mejillones, Tocopilla	5,5 - 11,0		
	Atacama	Sin GNL		
	Salta	No Considerado		
Disponibilidad GNL	U16	Limitada		
	CTM3	Limitada		
	Otros	Sin GNL		

Los resultados de la proyección muestran que bajo una condición de demanda baja el costo

marginal promedio anual alcanza los 53,9 US\$/MWh, en comparación a los 65,2 US\$/MWh del escenario de demanda base. Por otra parte, en el escenario de demanda alta el costo marginal promedio anual podría alcanzar 77,8 US\$/MWh.

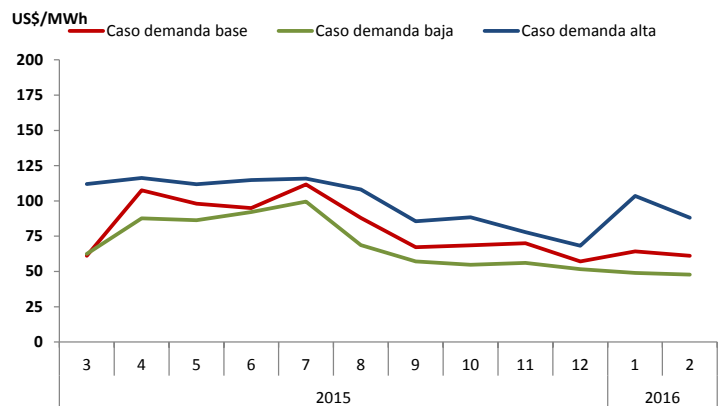


Figura 11: Proyección de costos marginal SING en barra Crucero 220 kV, para distintas condiciones de demanda. (Fuente: Systep)

La proyección de costos marginales es altamente sensible a los mantenimientos considerados para las unidades generadoras. Para su simulación se consideró el programa de mantenimiento mayor para el 2015 publicado por el CDEC-SING, vigente desde el 1 de febrero. En este ámbito, la proyección efectuada presenta variaciones con respecto a la realizada en el mes anterior, donde destaca la mantención de la central CT Andina entre abril y mayo, así como las mantenciones de las centrales, Angamos II y la Unidad 13 de E-CL, en los meses de mayo y junio de 2015, particularmente importantes por ser unidades a carbón que generan en base en este sistema.

Por otra parte, en esta proyección se ha considerado una disponibilidad de GNL basada en la declarada por las empresas para el año 2015, lo cual podría sufrir modificaciones en próximas proyecciones si se declara una disponibilidad distinta. La proyección considera las disponibilidades informadas de GNL para las unidades CTM3 y U16, considerando además que AES Gener informó el arriendo de CTM3 a E-CL.

Notar que esta proyección es el resultado de la simulación del despacho económico de carga del SING, en donde el costo marginal corresponde al costo variable de la unidad más cara en operación. No se considera la aplicación de toda la normativa legal vigente: Procedimiento de Cálculo del Costo Marginal (CDEC-SING), Resoluciones Ministeriales y otros. Por lo tanto, los costos marginales proyectados podrían estar sobrestimados respecto de los costos marginales finalmente utilizados en las transferencias de energía en el CDEC.

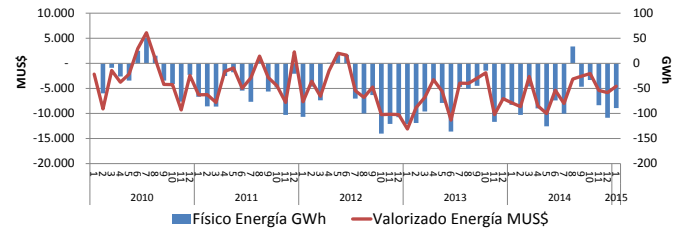
Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis por empresa

En el mes de febrero, E-CL aumentó su generación a carbón debido a la finalización del mantenimiento mayor de la unidad CTM2 (150 MW), por el contrario disminuyó su generación GNL producto del mantenimiento mayor de la unidad U16. Por su parte, la generación a carbón de AES Gener disminuyó, al igual que su generación GNL durante este mes. Finalmente, Celta y GasAtacama continuaron operando en base a carbón y diésel respectivamente.

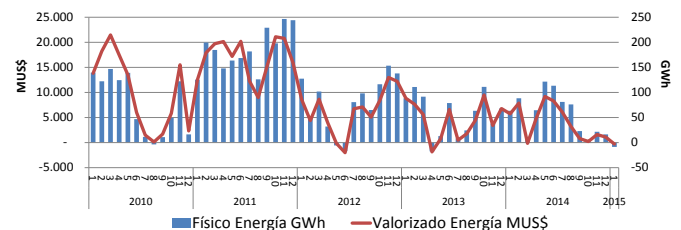
E-CL (incluye Hornitos y Andina)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Feb 2015 (US\$/MWh)	
	Ene 2015	Feb 2015	Feb 2014		
Diesel	3	2	2	Andina Carbón	39,4
Fuel Oil Nro. 6	5	5	18	Mejillones Carbón	39,9
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Tocopilla GNL	47,4
Carbón	594	612	492		
Gas Natural	146	102	131	Transferencias de Energía Ene 2015	
Hidro	4	4	4	Total Generación (GWh)	751
Petcoke	0	0	0	Total Retiros (GWh)	840
Carbón + Petcoke	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-89,1
Total	751	725	649	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-4.572



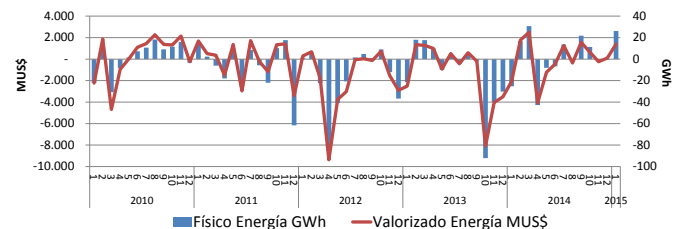
AES Gener (incluye Angamos)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Feb 2015 (US\$/MWh)	
	Ene 2015	Feb 2015	Feb 2014		
Diesel	0	0	0	Angamos (prom. 1 y 2)	44,7
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Norgener (prom. 1 y 2)	34,6
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Mejillones GNL (CTM3 Norgener)	109,3
Carbón	516	449	507		
Gas Natural	56	7	25	Transferencias de Energía Ene 2015	
Hidro	0	0	0	Total Generación (GWh)	572
Petcoke	0	0	0	Total Retiros (GWh)	580
Carbón + Petcoke	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-8,7
Total	572	457	532	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-273



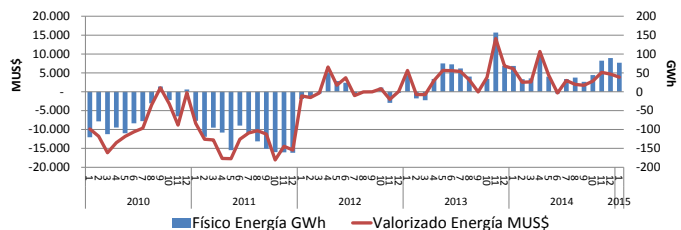
Celta

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Feb 2015 (US\$/MWh)	
	Ene 2015	Feb 2015	Feb 2014		
Diesel	0,2	0,4	0,4	Tarapacá Carbón	47,3
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0		
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Transferencias de Energía Ene 2015	
Carbón	102	93	85	Total Generación (GWh)	103
Gas Natural	0	0	0	Total Retiros (GWh)	76
Hidro	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	26,1
Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	1.395
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	103	94	86		



GasAtacama

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Feb 2015 (US\$/MWh)	
	Ene 2015	Feb 2015	Feb 2014		
Diesel	102	99	60	Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	123,3
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0		
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Transferencias de Energía Ene 2015	
Carbón	0	0	0	Total Generación (GWh)	101,9
Gas Natural	0	0	0	Total Retiros (GWh)	24,9
Hidro	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	77,0
Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	3.865
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	102	99	60		



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 2015, es de 87,26 US\$/MWh para el SIC y 99,3 US\$/MWh para el SING, referidos a barra de suministro (ver Tabla 4).

En la Tabla 5 se muestran los precios de licitación promedios por empresa distribuidora, en las barras de suministro correspondientes. Se observa que actualmente Chilectra accede a menores precios y, en contraste, actualmente CGED accede a los precios más altos en comparación con las restantes distribuidoras del SIC y SING.

Los valores de la Tabla 4 y 5 sólo consideran las licitaciones de suministro oficializadas a través del último decreto de precio nudo promedio correspondiente a mayo de 2014.

Energías Renovables No-Convencionales

Del balance de Energías Renovables No-Convencionales (ERNC) correspondiente al mes de enero de 2015, los retiros de energía afectos a las obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 3.534 GWh y, por lo tanto, las obligaciones vigentes de dichos retiros, equivalentes a 5% y 6%, respectivamente, fueron iguales a 197 GWh en total. A su vez, la generación reconocida de ERNC durante enero fue igual a 409 GWh, es decir, supera en un 107% a la obligación ERNC.

De las inyecciones de energía ERNC de enero, la mayor parte fue generada por centrales biomasa (25,9%), seguidas por centrales solares (25,6%) y eólicas (25,3%). Finalmente, sorprende que la menor generación fuera la de centrales hidráulicas con un 23,3% de la energía ERNC.

La Figura 13 muestra las empresas con mayor inyección reconocida de ERNC, propia o contratada, en los sistemas SIC y SING durante el mes de enero, junto con la obligación de cada empresa de acuerdo a sus respectivos contratos de suministro eléctrico.

Tabla 4: Precio medio de licitación indexado a febrero 2015 por generador en barra de suministro (Fuente: CNE, Elaboración: Systep)

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
SIC		
ENDESA	86,1	17.527
COLBÚN	85,7	6.932
AES GENER	84,2	5.529
GUACOLDA	74,7	900
CAMPANARIO	112,3	990
M. REDONDO	106,9	303
D. ALMAGRO	109,7	220
PUYEHUE	95,7	165
PANGUIPULLI	124,7	506
PUNTILLA	113,2	83
Precio Medio de Licitación SIC	87,26	
SING		
E-CL	99,3	2.365
Precio Medio de Licitación SING	99,30	

Tabla 5: Precio medio de licitación indexado a febrero 2015 por distribuidora en barra de suministro (Fuente: CNE, Elaboración: Systep)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
SIC		
Chilectra	71,8	13.533
Chilquinta	92,5	3.137
EMEL	89,4	2.522
CGED	109,3	9.123
SAESA	84,5	4.838
Precio Medio de Licitación SIC	87,26	
SING		
EMEL-SING	99,3	2.365
Precio Medio de Licitación SING	99,30	

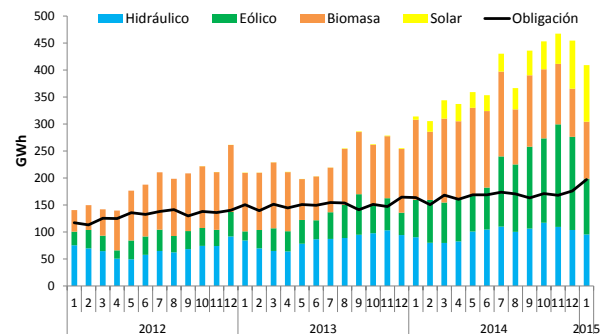


Figura 12: Generación ERNC reconocida y obligación mensual (Fuente: CDEC-SING)

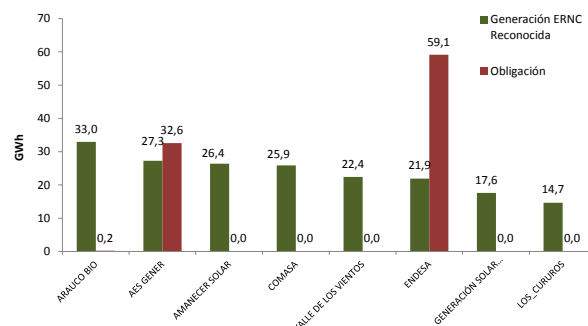


Figura 13: Generación reconocida y obligación por empresa, enero de 2015 (Fuente: CDEC-SING)

Monitoreo regulatorio y hechos relevantes

<u>Proceso de Licitaciones 2015</u>	<u>Franquicia tributaria respecto de sistemas solares térmicos</u>	<u>Regulación de la distribución de gas de red</u>
El día 18 de febrero se publicó el Informe preliminar de licitaciones, a que se refiere el artículo 131 ter de la Ley 20.805. En conjunto con el procedimiento de observaciones a este informe (ver más).	En primer trámite constitucional se encuentra el proyecto de ley que busca modificar la ley N° 20.365, con el fin de ampliar la aplicación de la franquicia tributaria relativa a la instalación de sistemas solares térmicos (ver más).	En primer trámite constitucional se encuentra el proyecto de ley que "Modifica la ley de Servicios de Gas y otras disposiciones legales que indica" (ver más).

[TDLC da la razón a Metrogas y rechaza petición de municipio de Maipú para regular las tarifas \(ver más\)](#)

Tribunal indicó que no se cumplían requisitos para solicitar fijación tarifaria a ministerio de Energía.

[Gobierno recomienda aprobar permiso ambiental de Bocamina II \(ver más\)](#)

El 16 de marzo se votará el plan de expansión de la central de la VIII Región. El SEA -en representación del Ejecutivo- entregó una primera señal y recomendó otorgar la autorización de funcionamiento a la obra cuestionada por la institucionalidad ambiental.

[Cobros millonarios derivados de decretos eléctricos presionan a industriales \(ver más\)](#)

La Sofofa formó una mesa de trabajo con las distribuidoras eléctricas para ver soluciones. Recursos deben ser a su vez traspasados a las generadoras por pago de energía.

[Licitaciones marzo 2015: Proyectan nuevas bajas en precios de suministro eléctrico \(ver más\)](#)

A partir de las ofertas adjudicadas en diciembre, donde se registró un valor promedio de US\$105 MWh, debido al ingreso de actores ERNC al proceso licitatorio, la CNE y privados estiman que en futuros procesos el precio debería seguir disminuyendo.

[CGE acuerda con el Gobierno adelantar baja de 13% en cuentas del SING \(ver más\)](#)

La medida, que beneficiará a clientes regulados de las regiones XV, I y II, adelanta la vigencia de una disposición legal. Ejecutivo confirmó baja de tarifas en zonas productoras de electricidad.

Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)

En el SIC los proyectos de generación en calificación totalizan 6.964 MW, con una inversión de MMUS\$ 14.532. En el último mes se aprobaron ambientalmente dos nuevos proyectos de generación: "Proyecto Fotovoltaico El Pelicano" (101 MW), "Parque Fotovoltaico Lagunillas-El Olivo" (40 MW), ubicados en la cuarta región.

Además, ingresaron a evaluación ambiental once nuevos proyectos: cinco solares (131 MW en total), tres proyectos eólicos (72,4 MW en total), dos proyectos hidráulicos (59,4 MW en total) y un proyecto biomasa de 2,9 MW.

En el SING, los proyectos en calificación suman 3.493 MW, con una inversión de MMUS\$ 6.508. En el mes de febrero ingresó el "Proyecto Fotovoltaico Lagunas" de 63,2 MW ubicado en la primera región.

Tabla 6: Proyectos de generación en calificación de estudio de impacto ambiental en el SIC (Fuente: SEIA)

Tipo de Combustible	En calificación		Aprobados	
	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Eólico	1.811	3.556	4.856	10.142
Hidráulica	815	1.628	3.074	4.927
Solar	2.913	7.303	4.114	9.457
Gas Natural	1.310	1.648	957	617
Geotérmica	0	0	70	330
Diesel	14	3	1.764	5.528
Biomasa/Biogás	80	210	396	794
Carbón	20	184	5.216	9.847
TOTAL	6.964	14.532	20.447	41.642

Tabla 7: Proyectos de generación en calificación de estudio de impacto ambiental en el SING (Fuente: SEIA)

Tipo de Combustible	En calificación		Aprobados	
	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Solar	1.903	4.823	5.980	19.889
GNL	1.290	1.300	1.300	1.158
Eólico	0	0	2.074	4.099
Carbón	0	0	1.770	3.500
Diesel	0	0	207	340
Fuel-Oil N° 6	0	0	216	302
Geotérmica	0	0	50	180
Hidráulica	300	385	0	0
TOTAL	3.493	6.508	11.597	29.468

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

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

www.system.cl

marzo2015



Contáctenos para mayor información:

Teléfono +56 2 2232 0510

Fax +56 2 2232 2637

reporte@system.cl

www.system.cl

Don Carlos 2939, Of. 1007

Las Condes, Santiago, Chile. 7550171

Rodrigo Jiménez B. | Gerente General

rjimenez@system.cl

Pablo Lecaros V. | Subgerente de Mercado
Eléctrico y Regulación

plecaros@system.cl

Pablo Jiménez P. | Líder de Proyectos

pjimenez@system.cl

Iván Chaparro U. | Ingeniero de Proyectos

ichaparro@system.cl

©System 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 System 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 System, 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 System, los cuales podrán o no estar sujetos a discusión. System 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 System. Se autoriza la reproducción parcial o total de este informe sujeta a que se cite como fuente a System.