

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

SIC y SING

Abril 2013

[Volumen 6, número 4]

Contenido

Editorial	2
SIC	4
Análisis de operación del SIC	4
Proyección de costos marginales System	5
Análisis por empresa	6
SING	7
Análisis de operación del SING	7
Proyección de costos marginales System	8
Análisis por empresa	9
Suministro a clientes regulados	10
Energías Renovables No-Convencionales	10
Monitoreo regulatorio y hechos relevantes	11
Proyectos en SEIA	11

Editorial

Hechos recientes del sector eléctrico

Proyecto de Ley Carretera Eléctrica

El proyecto de Ley de Carretera Eléctrica fue ingresado a tramitación en el Congreso con fecha 4 de septiembre de 2012. El objetivo de este proyecto es contar con un sistema de acceso abierto con capacidad y holgura suficiente para transportar la energía desde los centros de generación (existentes y proyectados) hacia los centros de consumo, agilizando los plazos de construcción de nueva infraestructura de transmisión e incentivando la explotación de focos de generación alejados de las redes de transmisión existentes, principalmente ERNC, con el propósito final de que el país tenga un costo de energía lo más bajo posible. El gobierno ha quitado urgencia al proyecto, dando prioridad al que agiliza la entrega de concesiones eléctricas, el cual fue recientemente aprobado por la Comisión de Minería y Energía del Senado, pasando a discusión general en el Senado.

Algunos elementos del proyecto que se encuentran en discusión y que generan discrepancias entre los parlamentarios son los siguientes:

- Definición base: hay diferencias respecto a la definición base del concepto de carretera eléctrica; si se concibe como un mecanismo de ordenamiento territorial que busca aprovechar mejor los recursos generando el menor impacto ambiental posible, o si se considera dentro de una política energética de carácter público que busca desarrollar infraestructura para obtener un sistema eléctrico más robusto y sustentable.
- Concesiones: una propuesta alternativa realizada por parlamentarios es que la concesión eléctrica de las líneas que sean parte de la carretera eléctrica no se otorguen a perpetuidad como es hoy en día con las líneas troncales, sino que la concesión tenga un plazo definido, en un esquema similar al de las carreteras concesionadas por el Ministerio de Obras Públicas.
- HidroAysén: algunos parlamentarios cuestionan el que la carretera eléctrica pueda beneficiar directamente al proyecto HidroAysén, al permitir que pueda inyectar su energía en el sur del SIC, evitando la construcción de una línea dedicada hasta el centro del país.

- Consulta indígena: preocupa como la carretera respetará el convenio 169 de la OIT sobre pueblos indígenas.
- Incorporación de las ERNC: se han planteado dudas de como se materializaría este desarrollo, pero se ha avanzado otorgando facilidades a su incorporación, mediante la reducción de tensión de las líneas de inyección al troncal.

Decreto Tarifario de Distribución

Por otra parte, el pasado martes 2 de abril se publicó en el Diario Oficial el decreto que fija las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados efectuados por las empresas concesionarias de distribución para el cuatrienio 2013-2016.

En la Tabla 1, se comparan los costos de distribución CDAT y CDBT del decreto tarifario anterior y del decreto recién publicado, considerando valores nominales en pesos chilenos del mes de abril de 2013. Dichos valores son utilizados para determinar el valor por concepto de Valor Agregado de Distribución (VAD) en las distintas opciones tarifarias y para las seis áreas típicas (AT1-AT6) con su respectiva empresa de referencia.

Se aprecia en la Tabla 1 que los nuevos costos de distribución para las áreas típicas 1 (Chilectra) y 2 (CGE Distribución) disminuyen moderadamente en alta tensión, mientras que las áreas típicas 3, 4 y 5 presentan un incremento que varía entre un 6% y 18%. En baja tensión, disminuyen ligeramente los costos del área típica 1, mientras que las áreas típicas 2, 3, 4 y 5 presentan un incremento que varía entre 2% y 9%. Caso aparte representa el área típica 6, en la cual existen disminuciones considerables de los costos de distribución, tanto en alta tensión como en baja tensión. Estos costos son divididos por las horas de uso por área típica, determinadas por la CNE, y dan lugar a las tarifas finales de distribución.

Adicionalmente el nuevo decreto tarifario, considera cambios en la indexación de los costos de distribución con respecto al decreto del proceso tarifario anterior. Los factores de indexación que se incluyen en esta ocasión son el PPI (Producer Price index) y el índice de precio del aluminio (IPAL).

Decreto Tarifario de Subtransmisión

Finalmente, el día martes 9 de abril se publicó en el Diario Oficial el decreto que fija las tarifas de sistemas de subtransmisión, las cuales deben aplicarse en forma retroactiva a contar del 1 de enero de 2011. El proceso

para la determinación de las tarifas se inició a mediados de 2010 y recién el 13 de mayo de 2011 la Comisión Nacional de Energía publicó el Informe Técnico definitivo, para finalmente casi dos años después publicar el decreto tarifario respectivo.

Tabla 1: Comparación costos de distribución periodo tarifario anterior y actual

	CDAT [\$/kW/mes] (*)						CDBT [\$/kW/mes] (*)					
	Chilectra	CGED	Chilquinta/ Conafe (**)	Saesa	Frontel	EdelAysén	Chilectra	CGED	Chilquinta/ Conafe (**)	Saesa	Frontel	EdelAysén
	AT1	AT2	AT3	AT4	AT5	AT6	AT1	AT2	AT3	AT4	AT5	AT6
Periodo tarifario 2013 - 2016	1.793	2.292	4.275	4.565	9.413	10.614	6.745	7.782	11.344	12.288	24.015	22.340
Periodo tarifario 2009 - 2012	1.806	2.393	3.638	4.302	8.410	17.144	6.858	7.427	10.716	12.027	22.121	31.629
Diferencia	-0,7%	-4,2%	17,5%	6,1%	11,9%	-38,1%	-1,6%	4,8%	5,9%	2,2%	8,6%	-29,4%

(*) Valores Nominales en pesos de abril 2013, sin factor de economía de escala, con parámetro $\beta=1$, FVAD=1 y FSTCD = 1

(**) Chilquinta: Empresa de referencia AT3 , periodo tarifario 2009-2012 - Conafe: Empresa de referencia AT3, periodo tarifario 2013-2016

Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis de operación del SIC

La operación de marzo acentuó aun más la predominancia de la energía termoeléctrica por sobre la hidráulica en la matriz de generación, situación que se ha mantenido desde agosto de 2012. La escasez hidrológica ha conducido a niveles actuales muy bajos en los embalses del SIC.

Respecto de la generación térmica por combustibles, la participación del GNL se mantuvo en los niveles de los meses anteriores dada la operación de los dos ciclos combinados de San Isidro y Nehuenco en base a este combustibles, no obstante la unidad 2 de esta última central presentó una falla a mediados de marzo, por lo cual su GNL fue transferidos a otros ciclos combinados. A su vez, la central San Isidro aumentó su costo de GNL declarado a partir del día 29 de marzo a un valor cercano a 12 US\$/MMBtu.

En otro hecho relevante, a mediados de mes ingresó en operación comercial la central carbonera Campiche de AES Gener, lo cual se tradujo en una mayor participación del carbón en la matriz de generación, compensando así los efectos sobre el costo marginal de la menor generación hidroeléctrica de marzo en comparación con meses anteriores, al desplazar el despacho de unidades diesel.

Durante el mes de marzo, el costo marginal del SIC promedió 179 US\$/MWh en la barra Alto Jahuel 220. Este valor representa una baja de 26% respecto al mes de marzo de 2012 (240 US\$/MWh), y un alza de 39% respecto del mes de febrero (128 US\$/MWh). El costo marginal de marzo estuvo determinado principalmente por unidades a carbón en las horas de menor demanda, y por centrales diesel y/o el costo del agua en los embalses durante las horas de mayor demanda. Un efecto al alza sobre el costo marginal durante marzo fue el mayor valor del agua embalsada, situándose durante casi todo el mes en valores cercanos a los 200 US\$/MWh.

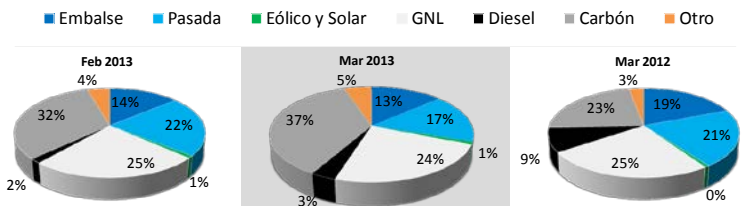


Figura 1: Energía mensual generada en el SIC (Fuente: CDEC-SIC)

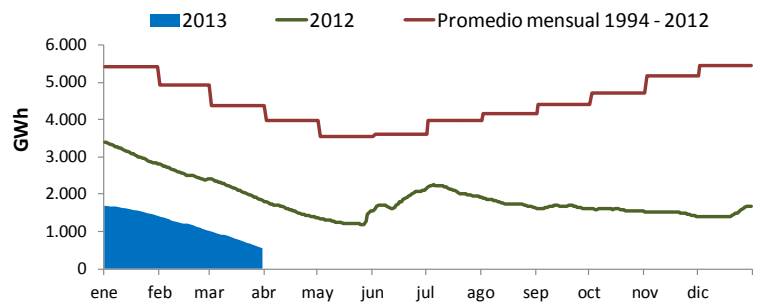


Figura 2: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE)

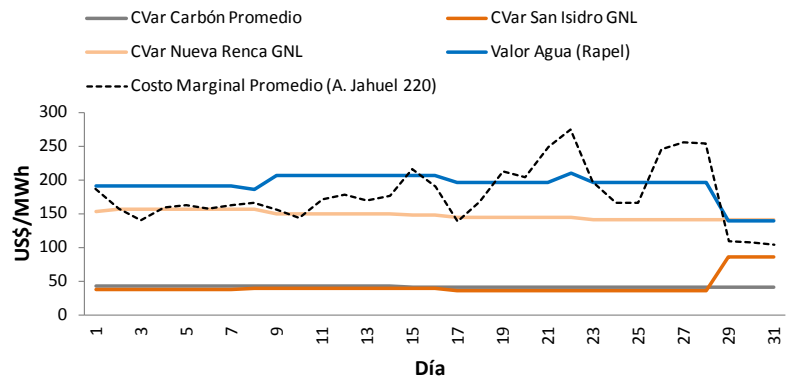


Figura 3: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de marzo (Fuente: CDEC-SIC)

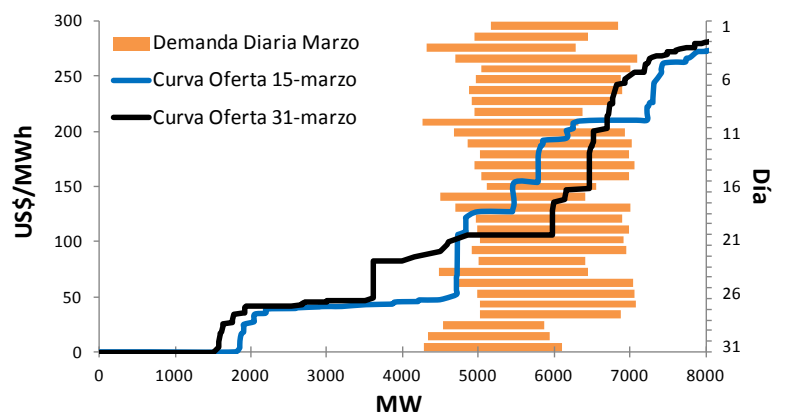


Figura 4: Demanda diaria durante marzo y curva de oferta al 31 del mismo mes (Fuente: CDEC-SIC, Elaboración: Systep)

Sistema Interconectado Central (SIC)

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

En el horizonte de 12 meses se espera la conexión de importantes proyectos mineros en el norte del SIC, por un total de 374 MW. Esto, sumado al crecimiento vegetativo de la demanda, conducen a expectativas de un fuerte crecimiento del consumo eléctrico para el 2013 y 2014.

En tanto, en los próximos 12 meses se espera la conexión de 214 MW de generación ERNC, otros 80 MW de centrales de pasada, y en diciembre la central hidroeléctrica Angostura (316 MW).

Por otra parte, las condiciones de oferta de GNL son factores importantes en el nivel actual de precios spot. Existe incertidumbre respecto del precio y los volúmenes de GNL a que acceda Endesa como desenlace del conflicto con BG, así como la disponibilidad de gas de las centrales Nueva Renca y Nehuenco. Para representar estas incertidumbres, en esta proyección se han considerado dos escenarios de oferta de GNL: Caso alta disponibilidad de GNL y Caso baja disponibilidad de GNL.

Tabla 2: Supuestos proyección de costos marginales a 12 meses Systep (Fuente: Systep)

Supuestos SIC		Caso alta disp. GNL	Caso baja disp. GNL	
Crecimiento demanda	2013	6,0%	6,0%	
	2014	5,8%	5,8%	
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton (Ventanas)		110,8	110,8
	Diesel US\$/Bbl (FOB)		95,3	95,3
	GNL US\$/MMBtu (CIF)	San Isidro	12	15
		Nehuenco (abr-may)	0	0
		Nehuenco (jun-dic)	Sin GNL	Sin GNL
Nehuenco (ene-feb)		0	17,5	
Disponibilidad GNL	Nueva Renca (abr)	20,3	Sin GNL	
	Nueva Renca (may-mar)	20,3	Sin GNL	
	San Isidro (abr-may)	Total	Total	
	San Isidro (jun-dic)	Total	Limitada	
	San Isidro (ene-mar)	Total	Total	
Disponibilidad GNL	Nehuenco (abr-may)	Limitada	Limitada	
	Nehuenco (jun-dic)	0	0	
	Nehuenco (ene-mar)	Limitada	Total	
	Nueva Renca (abr)	Limitada	Limitada	
	Nueva Renca (may-mar)	0	0	

Tabla 3: Indicadores estadísticos de resultados de proyección de costo marginal, promedio 4 meses SIC, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: Systep)

Costo Marginal Promedio 4 Meses	Caso alta disp. GNL		Caso baja disp. GNL	
	Promedio (US\$/MWh)	Desv. Est. %	Promedio (US\$/MWh)	Desv. Est. %
Abr-2013 a Jul-2013	128,3	16%	152,1	15%
Ago-2013 a Nov-2013	91,3	22%	109,8	20%
Dic-2013 a Mar-2014	73,9	22%	118,7	15%

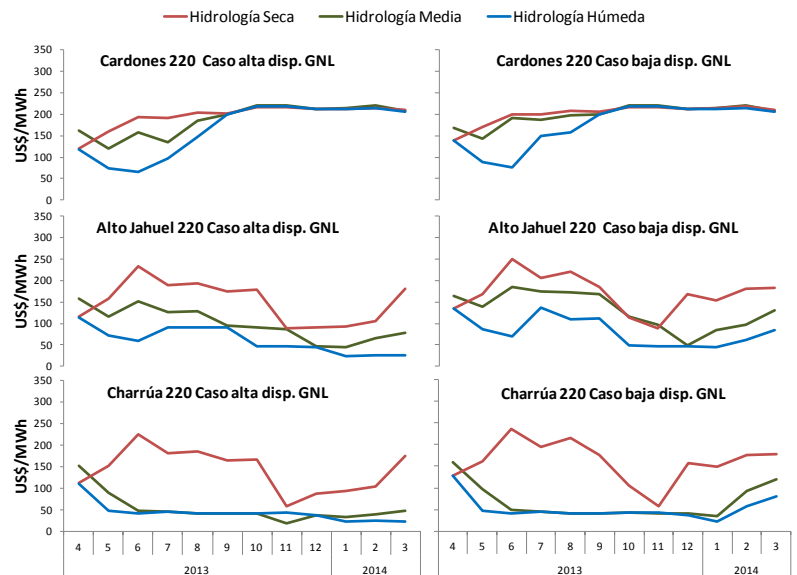


Figura 5: Proyección de costos marginal SIC por hidrología por barra (Fuente: Systep)

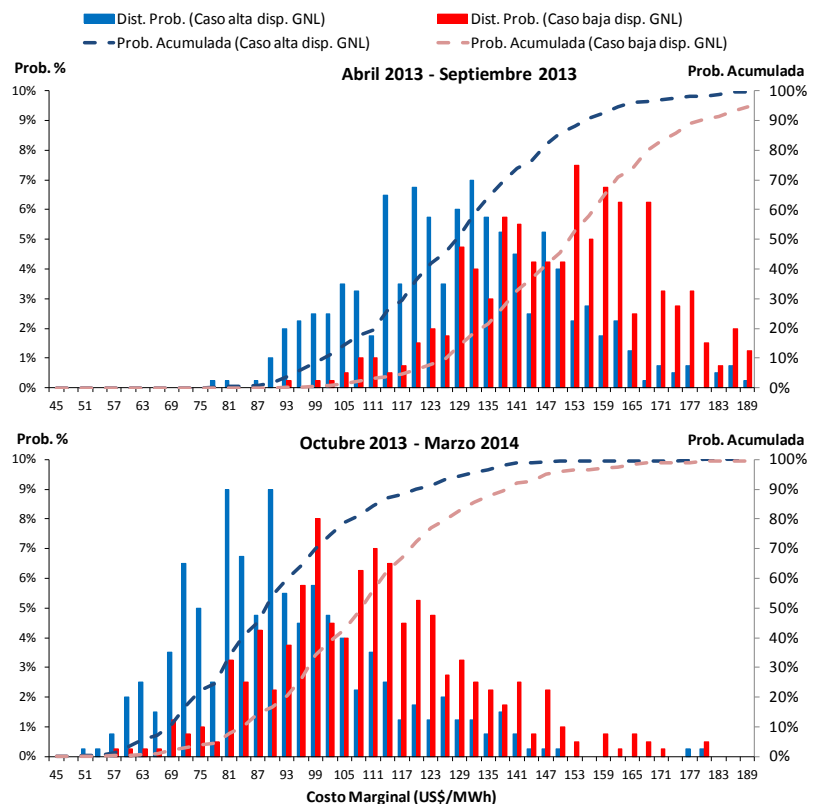


Figura 6: Distribución de probabilidad y probabilidad acumulada de proyección de costo marginal, promedio 6 meses SIC, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: Systep)

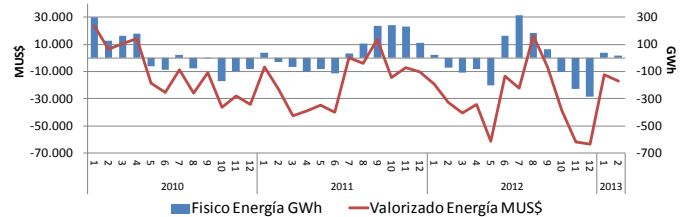
Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis por empresa

La central Nehuenco de Colbún mantuvo en marzo la operación a GNL de las unidades 1 y 2, a costo variable nulo, no obstante la unidad 2 dejó de generar a mediados de mes producto de una falla. El 29 de marzo Endesa aumentó el precio de GNL declarado para la central San Isidro de 5,2 a 12,1 US\$/MMBtu. A mediados de marzo ingresó en operación comercial la central termoeléctrica a carbón Campiche, propiedad de Gener.

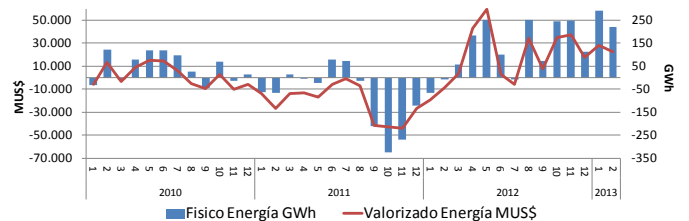
Endesa

Generación por Fuente (GWh)				Costos Variables prom. Mar 2013 (US\$/MWh)	
Feb 2013	Mar 2013	Mar 2012			
Pasada	248	229	260	Bocamina (prom. I y II)	45,8
Embalse	307	359	433	San Isidro GNL (prom. I y II)	40,2
Gas	0	0	0	Taltal Diesel	244,3
GNL	482	551	587	Transferencias de Energía Feb 2013	
Carbón	258	303	91	Total Generación (GWh)	1.308
Diésel	0	6	19	Total Retiros (GWh)	1.290
Eólico	14	13	11	Transf. Físicas (GWh)	17,58
Total	1.308	1.462	1.401	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-16,82



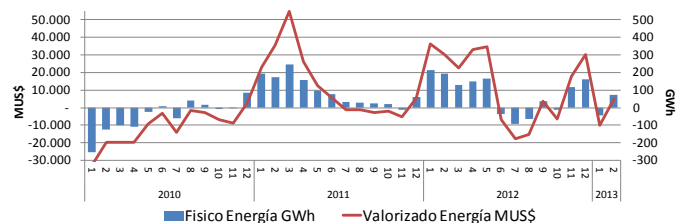
Colbún

Generación por Fuente (GWh)				Costos Variables prom. Mar 2013 (US\$/MWh)	
Feb 2013	Mar 2013	Mar 2012			
Pasada	193	154	231	Santa María	41,3
Embalse	137	146	261	Nehuenco GNL (prom. I y II)	0
Gas	0	0	0	Candelaria GNL (prom. I y II)	0
GNL	418	389	237	Transferencias de Energía Feb 2013	
Carbón	224	248	91	Total Generación (GWh)	979
Diésel	6	21	247	Total Retiros (GWh)	760
Eólico	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	219
Total	979	957	1.067	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	22,2



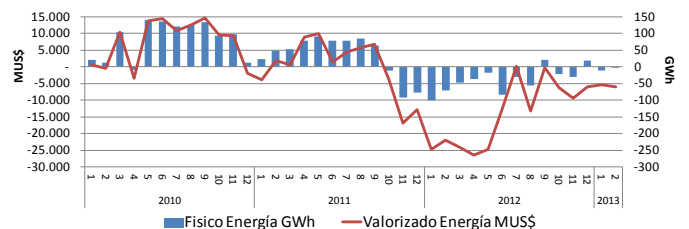
Gener (incluye Eléctrica de Santiago)

Generación por Fuente (GWh)				Costos Variables prom. Mar 2013 (US\$/MWh)	
Feb 2013	Mar 2013	Mar 2012			
Pasada	135	118	135	Ventanas prom. (prom. I y II)	47,1
Embalse	0	0	0	N. Ventanas y Campiche prom.	47,2
Gas	0	3	14	Nueva Renca GNL	148,3
GNL	91	81	201	Transferencias de Energía Feb 2013	
Carbón	425	589	354	Total Generación (GWh)	673
Diésel	18	40	3	Total Retiros (GWh)	601
Eólico	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	72,3
Otro	4	1	9	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	4,74
Total	673	833	716		



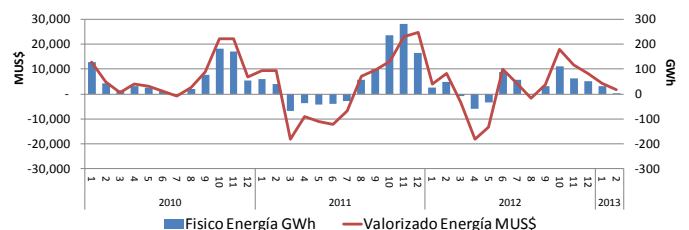
Guacolda

Generación por Fuente (GWh)				Costos Variables prom. Mar 2013 (US\$/MWh)	
Feb 2013	Mar 2013	Mar 2012			
Pasada	0	0	0	Guacolda I y II	41,3
Embalse	0	0	0	Guacolda III	27,3
Gas	0	0	0	Guacolda IV	35,0
GNL	0	0	0	Transferencias de Energía Feb 2013	
Carbón	391	449	426	Total Generación (GWh)	391
Diésel	0	0	0	Total Retiros (GWh)	394
Eólico	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-3
Total	391	449	426	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-6,1



Pehuenche

Generación por Fuente (GWh)				Costos Variables prom. Mar 2013 (US\$/MWh)	
Feb 2013	Mar 2013	Mar 2012			
Pasada	69	46	80	Sólo centrales hidráulicas	
Embalse	109	83	115	Transferencias de Energía Feb 2013	
Gas	0	0	0	Total Generación (GWh)	178
GNL	0	0	0	Total Retiros (GWh)	177
Carbón	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	1,08
Diésel	0	0	0	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	1,77
Eólico	0	0	0		
Total	178	129	195		



Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis de operación del SING

La operación de marzo se caracterizó por la alta participación del GNL en la matriz de generación (13%), generados por las unidades CTM-3 y U-16 de E-CI. El precio declarado del GNL se mantuvo cercano a 6 US\$/MMBtu, con lo cual esta fuente desplazó cierta generación a carbón, por cuanto sus costos variables son menores a algunas unidades carboneras. La generación en base a diesel, en tanto, mantuvo una participación minoritaria en la matriz de generación (2%).

El costo marginal durante marzo se ubicó principalmente en torno a los costos variables del carbón y el GNL, y ocasionalmente en torno al costo variable de unidades diesel durante las horas de punta. Durante marzo, el promedio mensual del costo marginal en la barra Crucero 220 fue de 64,7 US\$/MWh, lo cual representa una baja de 6,0% respecto del mes de febrero (68,8 US\$/MWh), y una reducción de un 18% respecto de marzo de 2012 (78,5 US\$/MWh). En tanto, si se incluye el valor de la RM39 (7,1 US\$/MWh), el costo marginal promedio de marzo es de 75,9 US\$/MWh.

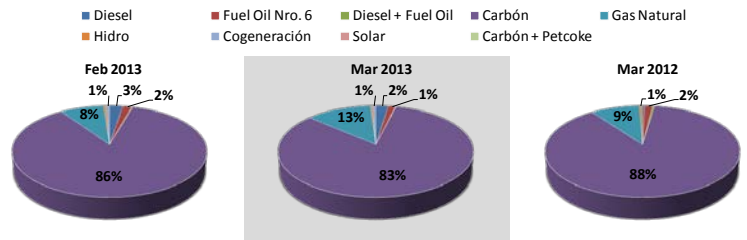


Figura 7: Energía mensual generada en el SING (Fuente: CDEC-SING)

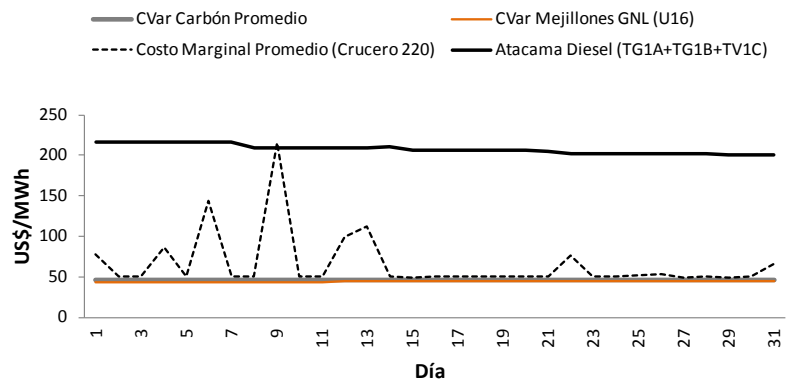


Figura 8: Principales costos variables y costo marginal diario de enero (Fuente: CDEC-SING)

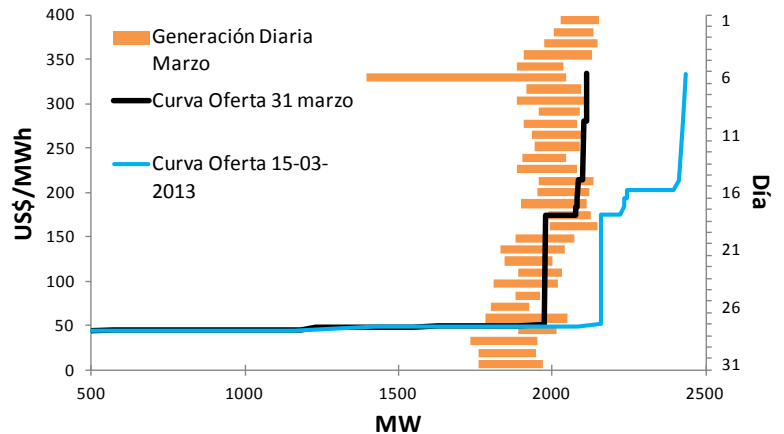


Figura 9: Demanda diaria durante marzo y curva de oferta al 31 del mismo mes (Fuente: CDEC-SING, Elaboración: Systep)

Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

Para los próximos 12 meses se espera un crecimiento importante de la demanda eléctrica del SING, impulsado fuertemente por la conexión de nuevos proyectos industriales como Sierra Gorda (60 MW), Desaladora (28 MW), Ministro Hales (79 MW), Degradación Térmica (10 MW); así como incrementos en la demanda de clientes industriales existentes. Sin embargo, existe incertidumbre respecto al cumplimiento efectivo de las condiciones de demanda esperadas, situación que en el pasado ha conducido a errores en las predicciones de demanda del mercado.

Para abordar la incertidumbre asociada a los niveles de demanda, en esta proyección se simulan 3 casos con distintos niveles 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 tres proyectos solares por un total de 26 MW, así como otros 7 MW de unidades diesel. Se estima que la entrada en operación del parque eólico Valle de los Vientos (90 MW) se desplaza al mes de julio del 2014.

Tabla 4: Supuestos proyección de costos marginales a 12 meses Systep

Supuestos SING		Caso Demanda baja	Caso demanda base	Caso demanda alta
Crecimiento demanda (abr13-mar14)	Industrial y Minero	10,4%	10,9%	11,4%
	Vegetativa	5,0%	5,3%	5,6%
Total		9,7%	10,2%	10,7%
Diesel promedio US\$/Bbl		145,0		
Carbón US\$/Ton	Mejillones	88,7		
	Angamos	98,9		
	Tocopilla	92,1		
	Andina	98,5		
	Hornitos	95,0		
	Norgener	106,0		
	Tarapacá	98,0		
GNL US\$/MMBtu (CIF)	Mejillones	5,5		
	Atacama	11,5		
	Tocopilla	5,5		
	Salta (no considerado)	2,0		
Disponibilidad GNL	U16	Limitada	Limitada	Limitada
	CTM3	Limitada	Limitada	Limitada
	Otros	0	0	0

Los resultados de la proyección muestran que bajo una condición de demanda baja el costo marginal promedio asciende a los 87,4 US\$/MWh, en comparación a los 139,4 US\$/MWh del escenario de demanda base. Por otra parte, en el escenario de demanda alta el costo marginal promedio podría alcanzar los 171,3 US\$/MWh.

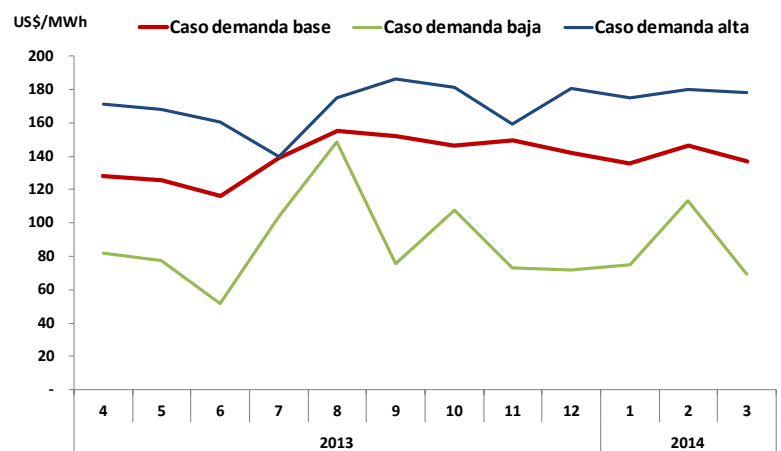


Figura 10: Proyección de costos marginal SING para la barra Cruceiro 220 kV, para distintas condiciones de demanda. (Fuente: Systep)

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 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.

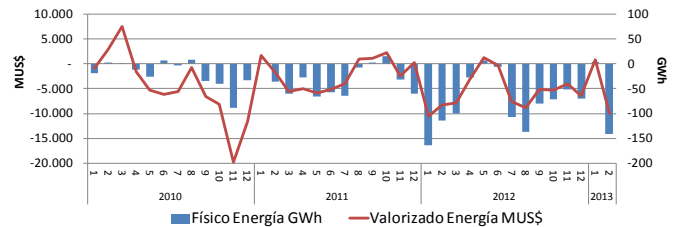
Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis por empresa

E-CL se mantiene como el único productor con generación en base a GNL. GasAtacama mantiene la operación de sus unidades en base a combustible diesel.

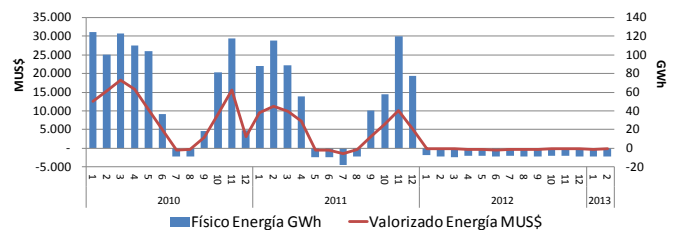
E-CL

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Mar 2013 (US\$/MWh)	
	Feb 2013	Mar 2013	Mar 2012		
Diesel	2	2	2	Andina Carbón	47,2
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Mejillones Carbón	40,5
Diesel + Fuel Oil	3	2	5	Mejillones GNL	44,0
Carbón	397	418	420	Transferencias de Energía Feb 2013	
Gas Natural	21	7	61	Total Generación (GWh)	426
Hidro	4	4	6	Total Retiros (GWh)	567
Carbón + Petcoke	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-141
Total	426	432	494	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-9.935,32



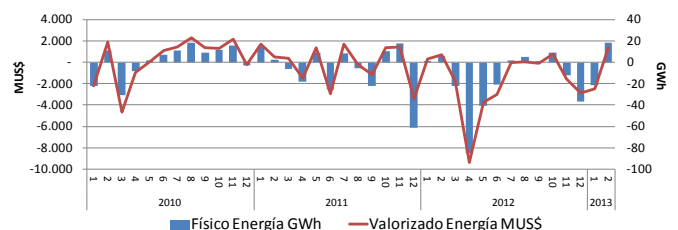
Gener

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Mar 2013 (US\$/MWh)	
	Feb 2013	Mar 2013	Mar 2012		
Diesel	0	0	0	Angamos (prom. 1 y 2)	48,3
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Transferencias de Energía Feb 2013	
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Total Generación (GWh)	307
Carbón	307	325	313	Total Retiros (GWh)	317
Gas Natural	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-9
Hidro	0	0	0	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-87,79
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	307	325	313		



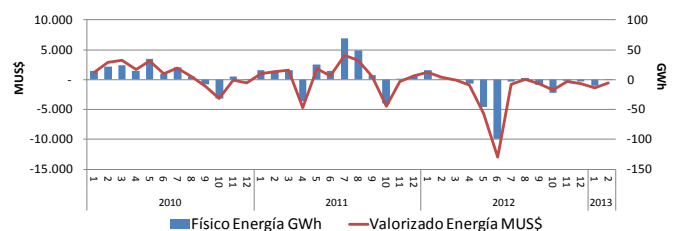
Celta

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Mar 2013 (US\$/MWh)	
	Feb 2013	Mar 2013	Mar 2012		
Diesel	1	0	0	Tarapacá Carbón	45,3
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Transferencias de Energía Feb 2013	
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Total Generación (GWh)	95
Carbón	94	101	60	Total Retiros (GWh)	77
Gas Natural	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	18
Hidro	0	0	0	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	635,98
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	95	101	60		



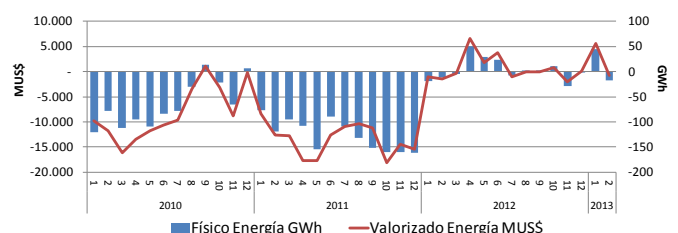
NorGener

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Mar 2013 (US\$/MWh)	
	Feb 2013	Mar 2013	Mar 2012		
Diesel	0	0	0	NTO Carbón (prom. 1 y 2)	45,9
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Transferencias de Energía Feb 2013	
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Total Generación (GWh)	176,5
Carbón	176	197	197	Total Retiros (GWh)	177,0
Gas Natural	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-0,5
Hidro	0	0	0	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-253,83
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	176	197	197		



GasAtacama

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Mar 2013 (US\$/MWh)	
	Feb 2013	Mar 2013	Mar 2012		
Diesel	28,3	29,7	1,5	Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	207,6
Fuel Oil Nro. 6	0,0	0,0	0,0	Transferencias de Energía Feb 2013	
Diesel + Fuel Oil	0,0	0,0	0,0	Total Generación (GWh)	28
Carbón	0,0	0,0	0,0	Total Retiros (GWh)	46
Gas Natural	0,0	0,0	45,3	Transf. Físicas (GWh)	-18
Hidro	0,0	0,0	0,0	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-354,79
Carbón + Petcoke	0,0	0,0	0,0		
Total	28,3	29,7	46,8		



Suministro a clientes regulados

El precio promedio de los contratos firmados entre generadores y empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados indexado a marzo de 2013 es de 79,89 US\$/MWh, referidos a la barra de suministro. En la Tabla 5 se muestran los precios de licitación promedios por empresa generadora. En la Tabla 6 se muestran los precios de licitación promedios por empresa distribuidora, en las barras de suministro correspondientes.

De las tablas se observa que actualmente Chilectra accede a mejores precios para sus clientes regulados. En contraste, actualmente CGE accede a precios más altos en comparación con las restantes distribuidoras.

Energías Renovables No-Convencionales

Del balance de Energías Renovables No-Convencionales (ERNC) correspondiente al mes de febrero de 2013, los retiros de energía afectos a la obligación establecida en la Ley 20.257 fueron iguales a 2.787 GWh durante ese mes. Por lo tanto, la obligación vigente equivalente al 5% de dichos retiros fue igual a 139,3 GWh. A su vez, la generación reconocida de ERNC durante febrero fue igual a 184,8 GWh, es decir, un 33% mayor que la obligación.

De las inyecciones de energía ERNC del mes de febrero, la mayor parte fue generada por centrales en base a biomasa (44,8%), seguido de centrales hidráulicas (36,7%) y eólicas (18,3%). En tanto, los generadores en base a tecnología solar representaron el 0,2% de las inyecciones ERNC del mes de febrero.

La Figura 12 muestra las inyecciones reconocidas de los 7 mayores productores de ERNC en los sistemas SIC y SING durante el mes de febrero. Se muestran también las obligaciones de cada empresa de acuerdo a los retiros de cada una.

Tabla 5: Precio medio de licitación vigente por generador en barra de suministro (Fuente: CNE, Elaboración: Systep)

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
AES Gener	83,1	5.419
Campanario	110,7	900
Colbun	86,6	6.782
Endesa	72,3	13.579
Guacolda	75,4	900
EMELDA	108,1	200
EPSA	111,5	75
Puyehue	92,2	100
Panguipulli	93,8	50
Monte Redondo	105,4	275

Tabla 6: Precio medio de licitación vigente por distribuidora en barra de suministro (Fuente: CNE, Elaboración: Systep)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
Chilectra	64,5	12.000
Chilquinta	88,3	2.767
EMEL	78,8	2.007
CGE	103,0	7.220
SAESA	79,1	4.286
Precio Medio de Licitación US\$/MWh		79,89

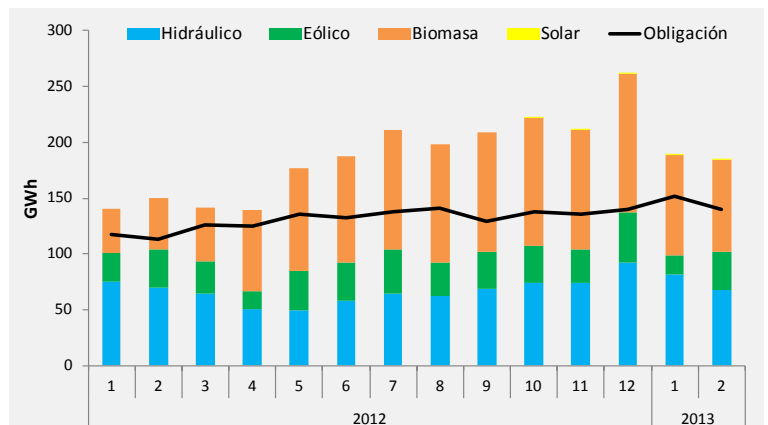


Figura 11: Generación ERNC reconocida y obligación mensual (Fuente: CDEC-SING)

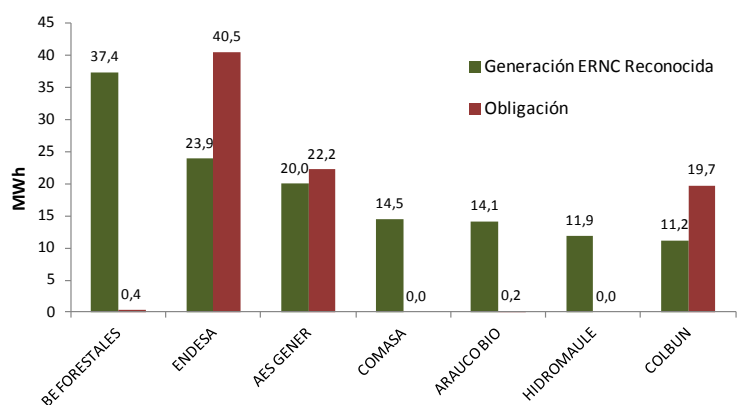


Figura 12: Generación reconocida y obligación por empresa, febrero 2013 (Fuente: CDEC-SING)

Monitoreo regulatorio y hechos relevantes

<u>Proyecto de Ley Concesiones Eléctricas</u>	<u>Proyecto de Ley Carretera Eléctrica</u>	<u>Interconexión SIC-SING</u>	<u>Concesiones de Energía Geotérmica</u>	<u>Ley 20/20</u>
Se encuentra en Segundo trámite legislativo. El 30 de abril se votará la idea de legislar, y habrá una semana para indicaciones. El 15 de mayo sesionarán para votarlo en particular, con tal de enviarlo al tercer trámite antes del 21 de mayo (ver mas).	Actualmente en Primer trámite legislativo. Gobierno quitó urgencia al proyecto. Se encuentra a la espera de la votación de la idea de legislar (ver mas).	Gobierno prepara Proyecto de Ley que otorgue facultades al Estado en forma subsidiaria a lo que puedan hacer los privados, pero que permita impulsar una iniciativa de interconexión también al Estado. Ministro de Energía manifestó esperanza en que la iniciativa comience su operación antes de 2019 (ver mas).	El viernes 8 de marzo fue publicado en el diario oficial el decreto que aprueba el nuevo reglamento para la aplicación de la ley N°19.657 sobre concesiones de energía geotérmica, y deroga el decreto N° 32, de 2004, del Ministerio de Energía (ver mas).	Actualmente el Proyecto de Ley que propicia la ampliación de la matriz energética mediante fuentes renovables no convencionales, se encuentra en el segundo trámite legislativo, siendo discutida por la comisión de Minería y Energía de la Cámara de Diputados (ver mas).

Ministerio de Energía: Decreto N° 1T (publicado 2 – abril 2013)

Fija nuevas fórmulas tarifarias para el suministro de electricidad a clientes regulados por parte de empresas distribuidoras para el período tarifario noviembre 2012 a noviembre 2016.

Ministerio de Energía: Decreto N° 14 (publicado 9 – abril 2013)

Fija tarifas de sistemas de subtransmisión y de transmisión adicional, y sus fórmulas de indexación.

Parque generador SIC

Durante el mes de marzo iniciaron las inyecciones de energía al SIC la central térmica Tamm, la central hidroeléctrica de pasada Renaico y los parques eólicos Ucuquer y Talinay Oriente. A su vez, la central termoeléctrica a cabrón Campiche, propiedad de Gener, dio inicio a su operación comercial en el SIC.

Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental

En el SIC los proyectos de generación en estudio de impacto ambiental totalizan 4.071 MW en calificación, con una inversión de 7.546 MMUS\$. Destacan este mes la aprobación del proyecto en base a biomasa “Aprovechamiento Energético de Paja de Cereales” (22 MW – IX región), así como los proyectos minihidráulicos “Las Nieves” (6 MW – IX región) y “Panguí” (9 MW – IX región).

En el SING, en tanto, los proyectos en estudio de impacto ambiental totalizan 3.058 MW, con una inversión de 7.522 MMUS\$. Destaca este mes la aprobación del proyecto Planta Solar Fotovoltaica Usya (25 MW, II región).

En las Tablas 7 y 8 se muestran los resúmenes de los proyectos en el SEIA para el SIC y SING, respectivamente, tanto aprobados como en calificación.

Tabla 7: 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	1.835	3.615	2.993	6.457
Hidráulica	1.494	2.259	4.764	6.536
Solar	533	1.203	261	830
Gas Natural	82	63	879	527
Geotérmica	70	330	0	0
Diesel	30	30	1.446	1.092
Biomasa/Biogás	28	47	311	593
Carbón	0	0	4.730	8.447
TOTAL	4.071	7.546	15.384	24.483

Tabla 8: 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	1.618	6.019	2.881	9.944
GNL	1.300	1.158	0	0
Eólico	140	345	1.592	3.373
Carbón	0	0	1.770	3.500
Diesel	0	0	207	340
Fuel-Oil N° 6	0	0	216	302
Geotermia	0	0	50	180
TOTAL	3.058	7.522	6.717	17.639

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

abril2013



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

©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.