

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

SIC y SING

Mayo 2014

[Volumen 7, número 5]

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

Propuestas con Energía en la Agenda del Gobierno

La Agenda de Energía representa un ambicioso avance en la determinación de lineamientos y medidas concretas para resolver los problemas que se vislumbran para el sector energético chileno, recuperándose así el liderazgo perdido que se tenía en materia de política energética. La Agenda plantea un conjunto de medidas y acciones concretas a ser ejecutadas durante esta administración, con metas y objetivos medibles, con el objeto de alcanzar una infraestructura eficiente y sustentable. Para ello, la Agenda contiene un enfoque energético integral y balanceado incluyendo propuestas que consideran una diversa gama de tecnologías y lineamientos, lo cual mejora las perspectivas de éxito para el alcance de los objetivos planteados.

En particular, la Agenda de Energía presenta siete ejes de acción, entre los cuales se pueden destacar algunos elementos centrales. En primer lugar se anuncia un fortalecimiento del rol del Estado para orientar el desarrollo energético, para lo cual se propone el fortalecimiento del Ministerio de Energía, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) y la Comisión Nacional de Energía (CNE); una mayor participación de ENAP en la política energética y en el desarrollo del GNL en el país; y la elaboración de una Política Energética de Estado con miras a establecer estándares y lineamientos de acción para el corto, mediano y largo plazo. Las medidas anteriores resultan oportunas considerando que se necesita instituciones que faciliten el desarrollo de la inversión energética, realicen un monitoreo del mercado y sean garantes de los derechos de los usuarios finales.

El segundo punto a destacar de la Agenda es la propuesta de rediseño de las licitaciones de suministro, proponiendo disminuir en un 25% los precios que afectarán a los clientes regulados en el largo plazo. Se propone modificar la estructura de los bloques de suministro para facilitar la incorporación de las ERNC, y diseñar "productos de corto plazo" para evitar que se proyecten al largo plazo los altos precios actuales.

Un tercer punto relevante de la agenda es la promoción de una matriz que privilegie los recursos energéticos propios, potenciando la energía hidroeléctrica y geotérmica de la mano de un proceso de planificación territorial energético. Esto se concretará por ejemplo fortaleciendo la Dirección General de Aguas y promoviendo un mejor uso de los recursos hídricos de la zona centro sur, mediante la compatibilización del almacenamiento, administración del agua de riego y la generación de hidroelectricidad en embalses de riego.

El otro punto a destacar de la agenda es la meta relativa a la Eficiencia Energética (EE), que busca ahorrar un 20% del incremento esperado del consumo de energía al 2025. Para lograrlo se creará un marco legal que convierta a la EE en una política de Estado de largo plazo, se implementará la Agenda de Eficiencia Energética y un "Clúster en Eficiencia Energética".

Por otra parte, la Agenda de Energía también tiene algunos aspectos mejorables, como por ejemplo la meta de reducción de precios de las licitaciones de suministro eléctrico (25%), lo cual ubicaría la meta en 96 US\$/MWh. Consideramos que esta meta es poco ambiciosa, puesto que el costo de desarrollo de centrales eléctricas más eficientes puede ubicarse por debajo de este nivel, especialmente si se tiene en cuenta el potencial hidroeléctrico del país.

Igualmente, creemos que la Agenda debe especificar mejor los mecanismos para acordar una Política Energética de largo plazo. Este aspecto es clave, dado que la Política Energética debe ser producto de un gran acuerdo nacional, entre todos los actores, para que se garantice continuidad en los próximos gobiernos.

Si bien las medidas planteadas por la Agenda de Energía van por el camino correcto, es pertinente señalar que ella representa un anuncio de cambio regulatorio para el país, el cual es necesario que se materialice en un corto período de tiempo. Los anuncios planteados serán inevitablemente un elemento de incertidumbre para las inversiones del ámbito energético, lo cual ha sido una de las causas del déficit de inversión que se ha experimentado en los últimos años.

Sin embargo, Chile no puede prolongar la situación actual, debido a que en el mediano plazo se profundizaría el incremento en los precios a los usuarios finales, así como el daño al medio ambiente por el incremento en el uso de combustibles fósiles. Es por ello que la Agenda de Energía es un avance con cambios oportunos a la regulación e institucionalidad, que deben reflejarse en un sistema energético eficiente y sustentable.

Cabe mencionar el liderazgo y el esfuerzo del equipo del Ministerio de Energía por la elaboración de tan importante documento en un corto período de tiempo. Destaca particularmente la metodología empleada, en donde se consultó a una amplia gama de actores involucrados en la cadena energética. Creemos que con ello se realizó un diagnóstico completo de la problemática considerando las distintas opiniones y enfoques sobre las medidas a tomar, lo cual facilitaría que la Agenda tenga un apoyo transversal en los diferentes sectores del país.

La Agenda de Energía representa el primer paso para lograr un desarrollo eficiente y sustentable en el largo plazo, ahora el desafío es la ejecución de las medidas planteadas.

Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis de operación del SIC

La participación de las centrales hidráulicas llegó a un 34% durante abril de 2014, lo que es mayor a lo observado hace un año atrás donde la participación de esta tecnología llegó a un 31%. En este sentido, los niveles de los embalses del SIC continúan su tendencia a la baja aunque se mantienen levemente por sobre lo observado en abril de 2013 (ver Figura 2).

La participación de la generación diesel disminuyó de un 8% a un 3% en abril, al igual que la generación en base a GNL, de un 25% a un 24%. Lo anterior fue compensado por un aumento en la participación de la generación de centrales de embalse y carbón del sistema (ver Figura 1).

A inicios de abril el valor del agua embalsada (Rapel) se situó en torno a los 186 US\$/MWh y hacia fines del mes se estabilizó en 160 US\$/MWh, promediando 142,6 US\$/MWh durante este periodo. Por su parte, el costo variable de San Isidro GNL promedió los 76,3 US\$/MWh, variando entre 73,2 US\$/MWh y 80,5 US\$/MWh, mientras que el del carbón se situó en 38,9 US\$/MWh, siendo constante durante el mes (ver Figura 3).

El costo marginal del sistema en horas de punta fue marcado por el valor del agua y unidades diesel, mientras que en horas de demanda baja fue marcado por centrales GNL (ver Figura 3).

La central San Isidro operó sus dos ciclos combinados con GNL, a un precio declarado de 9,2 US\$/MMBtu. En tanto, durante abril las dos unidades de ciclo combinado de la central Nehuenco operaron con GNL y costo variable nulo, mientras que la central Nueva Renca operó con GNL a un precio declarado de 20,6 US\$/MMBtu.

El costo marginal en la barra Alto Jahuel 220 promedió 147 US\$/MWh. Este último valor representa una disminución de un 27% respecto al mes de marzo (200 US\$/MWh) y una disminución de un 15% respecto al mes de abril de 2013 (172 US\$/MWh).

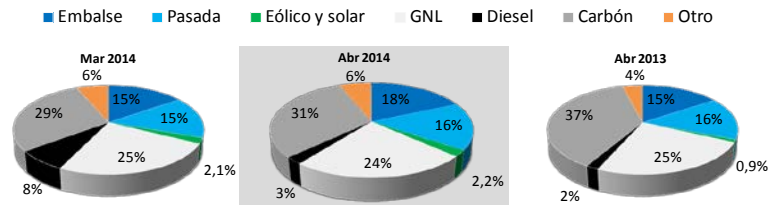


Figura 1: Energía mensual generada en el SIC (Fuente: CDEC-SIC)

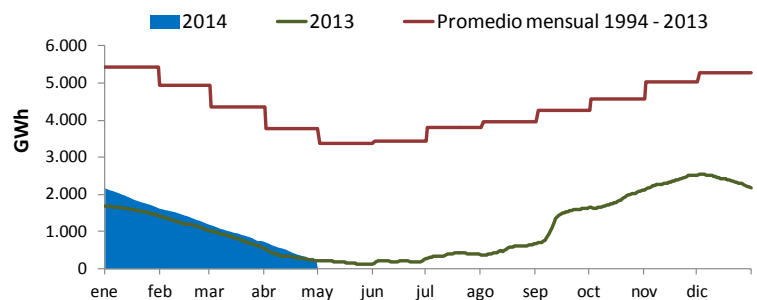


Figura 2: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE)

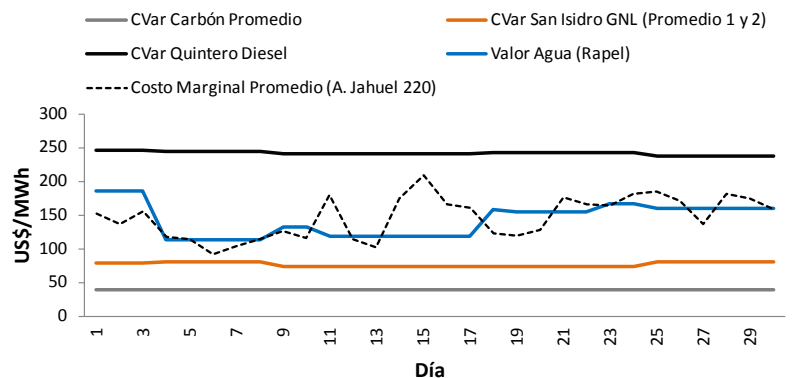


Figura 3: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de abril (Fuente: CDEC-SIC)

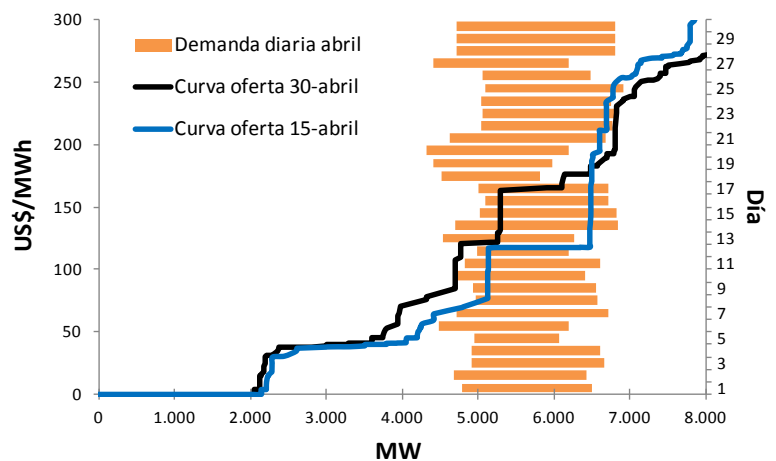


Figura 4: Demanda diaria durante abril y curva de oferta aproximada al 15 y 30 del mismo mes (Fuente: CDEC-SIC, Elaboración: Systep)

Sistema Interconectado Central (SIC)

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

En esta proyección se consideró un ajuste en la distribución geográfica de la demanda del SIC, basado en los retiros reales de 2013. A su vez, la tasa de crecimiento de la demanda del sistema para el año 2014 fue reducida 0,1% respecto a la considerada en la versión anterior del reporte, a fin de integrar las expectativas de crecimiento económico del mercado.

La unidad II de Bocamina se considera en operación a partir del mes de septiembre de 2014, de acuerdo a lo previsto por el CDEC-SIC ([ver más](#)). La postergación hasta dicho mes de la entrada en servicio de esta unidad podría incrementar los costos marginales promedios en la barra Alto Jahuel 220 kV entre 5 y 10 US\$/MWh en los meses de julio y agosto, en comparación a su retorno a operación a partir de julio del presente año.

Por otra parte, para los próximos 12 meses se espera la entrada en operación de 721 MW de nueva capacidad, de los cuales 414 MW son eólicos, 185 hídricos, 100 MW solares y 22 MW de biomasa.

En la Tabla 2 se muestran resultados estadísticos de la simulación de 50 escenarios hidrológicos históricos, en donde se considera igual probabilidad de ocurrencia para cada uno.

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	2014		4,1%	
	2015		4,6%	
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton (N. Ventanas)		91,1	
	Diesel US\$/Bbl (Quintero)		133,2	
	GNL US\$/MMBtu (CIF)	San Isidro (may-abr)	6,0	12,0
		Nehuenco (may-oct)	0,0	Sin GNL
		Nehuenco (nov-abr)	0,0	0,0
Nueva Renca (may-oct)		Sin GNL	Sin GNL	
	Nueva Renca (nov-abr)	22,0	Sin GNL	
Disponibilidad GNL	San Isidro (may-abr)	Total	Total	
	Nehuenco (may-oct)	Limitada	0	
	Nehuenco (nov-abr)	Total	Limitada	
	Nueva Renca (may-oct)	0	0	
	Nueva Renca (nov-abr)	Limitada	0	

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. %
May-2014 a Oct-2014	74,3	73%	107,3	43%
Nov-2014 a Abr-2015	55,7	63%	83,1	60%

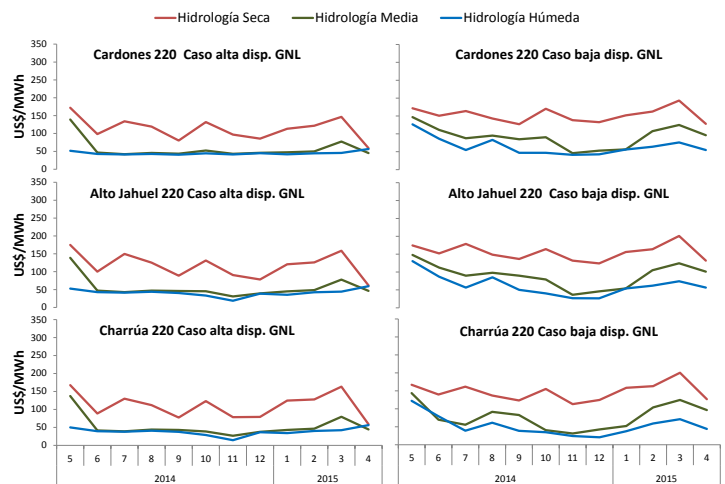


Figura 5: Proyección de costos marginal SIC por hidrología por barra (Fuente: Systep)

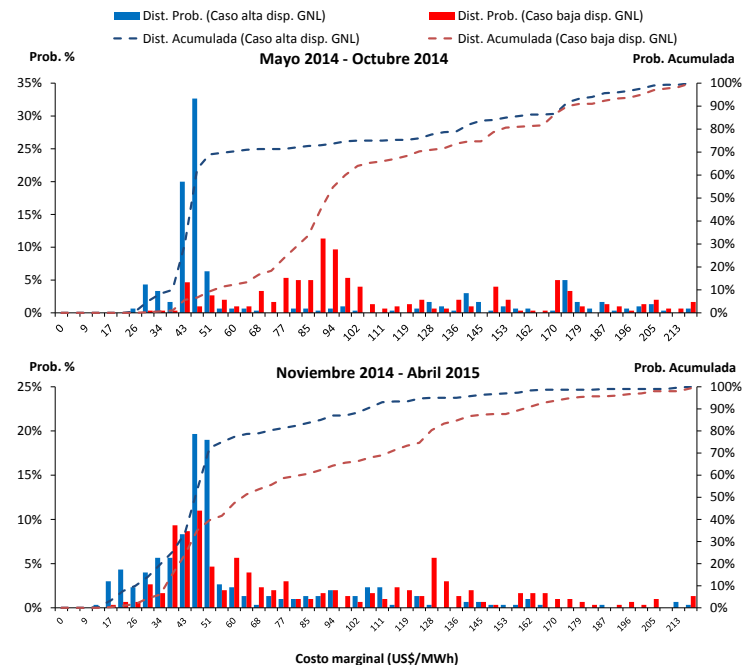


Figura 6: Distribución de probabilidad y probabilidad acumulada de proyección costos marginales proyectados, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: Systep)

Sistema Interconectado Central (SIC)

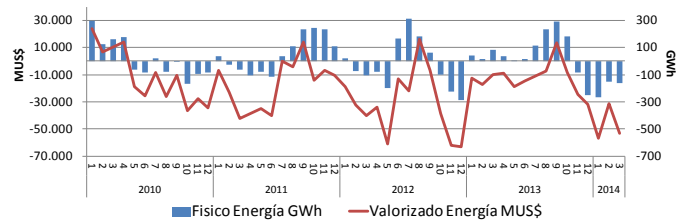
Análisis por empresa

En el mes de abril, la generación de Endesa disminuyó debido a la menor operación de sus centrales San Isidro I y II. La operación de Colbún aumentó principalmente por la mayor generación de sus centrales de embalse y pasada. Por su parte, Gener vio aumentada la generación de sus centrales a carbón. Si bien en marzo del presente año Gener tomó control de Guacolda, para efectos de este balance se consideró a ambas empresas de forma independiente.

Endesa

	Generación por fuente GWh		
	Mar 2014	Abr 2014	Abr 2013
Pasada	215	189	202
Embalse	381	362	318
Gas	0	0	0
GNL	547	497	506
Carbón	82	78	275
Diésel	2	0	5
Eólico	14	14	7
Total	1.242	1.141	1.313

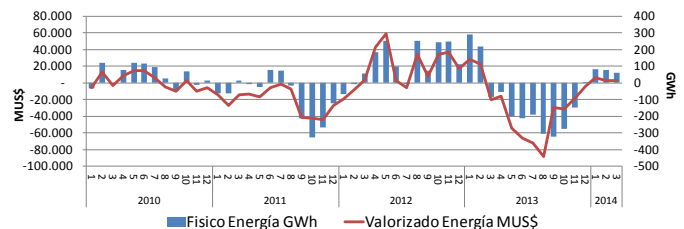
Costos Variables prom. Abr 2014 (US\$/MWh)	
Bocamina (prom. I y II)	43,6
San Isidro GNL (prom. I y II)	76,3
Taltal Diesel	244,3
Transferencias de Energía Mar 2014	
Total Generación (GWh)	1.242
Total Retiros (GWh)	1.406
Transf. Físicas (GWh)	-164,6
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-53,1



Colbún

	Generación por Fuente (GWh)		
	Mar 2014	Abr 2014	Abr 2013
Pasada	123	152	179
Embalse	188	280	234
Gas	0	0	0
GNL	477	470	285
Carbón	260	226	235
Diesel	72	7	23
Eólico	0	0	0
Total	1.121	1.135	956

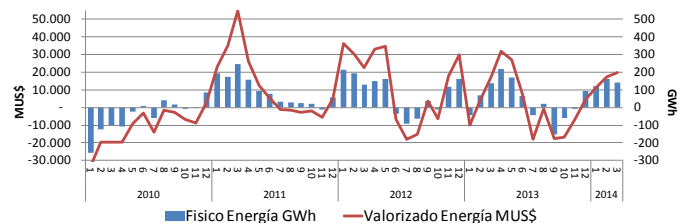
Costos Variables prom. Abr 2014 (US\$/MWh)	
Santa María	37,8
Nehuenco GNL (prom. I y II)	0,0
Nehuenco Diesel (prom. I y II)	160,5
Transferencias de Energía Mar 2014	
Total Generación (GWh)	1.121
Total Retiros (GWh)	1.059
Transf. Físicas (GWh)	62
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	2,8



Gener (incluye Eléctrica de Santiago)

	Generación por fuente GWh		
	Mar 2014	Abr 2014	Abr 2013
Pasada	120	88	87
Embalse	0	0	0
Gas	0	0	0
GNL	40	19	192
Carbón	466	551	575
Diesel	157	53	2
Eólico	0	0	0
Otro	5	4	3
Total	787	714	859

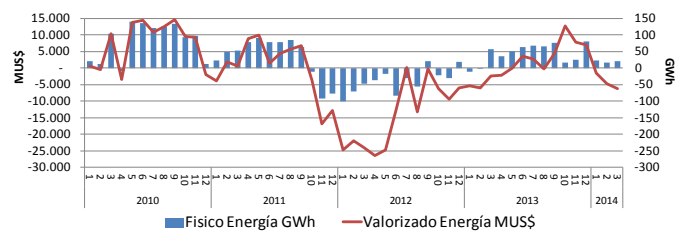
Costos Variables prom. Abr 2014 (US\$/MWh)	
Ventanas prom. (prom. I y II)	40,4
N. Ventanas y Campiche	40,6
Nueva Renca Diesel	178,4
Transferencias de Energía Mar 2014	
Total Generación (GWh)	787
Total Retiros (GWh)	645
Transf. Físicas (GWh)	141,5
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	19,9



Guacolda

	Generación por Fuente (GWh)		
	Mar 2014	Abr 2014	Abr 2013
Pasada	0	0	0
Embalse	0	0	0
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	446	424	426
Diesel	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	446	424	426

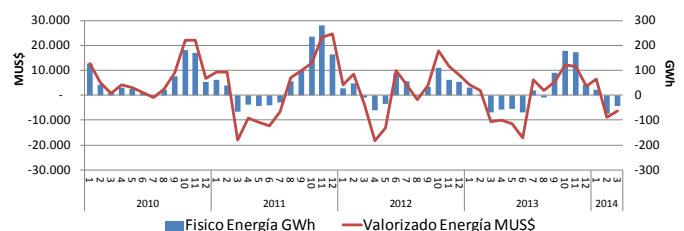
Costos Variables prom. Abr 2014 (US\$/MWh)	
Guacolda I y II	38,1
Guacolda III	30,6
Guacolda IV	34,5
Transferencias de Energía Mar 2014	
Total Generación (GWh)	446
Total Retiros (GWh)	426
Transf. Físicas (GWh)	20,1
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-6,3



Pehuenche

	Generación por Fuente (GWh)		
	Mar 2014	Abr 2014	Abr 2013
Pasada	61	51	50
Embalse	92	78	75
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	0	0	0
Diesel	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	154	129	125

Costos Variables prom. Abr 2014 (US\$/MWh)	
Sólo centrales hidráulicas	
Transferencias de Energía Mar 2014	
Total Generación (GWh)	154
Total Retiros (GWh)	198
Transf. Físicas (GWh)	-44
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-6,4



Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis de operación del SING

Durante abril la operación del SING presentó una menor participación de generación a carbón, que disminuyó de un 83% en marzo a un 72% en el mes de análisis. Esto debido al mantenimiento de las unidades CTA1 (169 MW) y U14 (136 MW), además de la falla de la central Tarapacá (158 MW). Por su parte, la participación del gas natural aumentó de un 9% a un 16%, respecto al mes anterior, debido a una mayor disponibilidad de este combustible. Finalmente, la generación diésel aumentó de un 5% a un 9%, lo cual, junto con la mayor generación a gas natural, ayudó a compensar la menor participación del carbón (ver Figura 7).

El precio del GNL declarado por la Central Tocopilla fue de 8,8 US\$/MMBtu promedio en abril, valor que disminuyó un 10,2% desde 9,8 US\$/MMBtu promedio en marzo. Por su parte, la unidad CTM3 (de propiedad de E-CL, pero arrendada por Norgener), declaró un costo de combustible de 22,1 US\$/MMBtu. De esta forma, el costo variable del GNL se ubicó por encima de los costos variables promedio de las centrales a carbón (ver Figura 8).

Los costos marginales en abril fueron marcados por el uso de diésel en demanda alta y carbón en demanda baja. El promedio mensual del costo marginal de abril en la barra Crucero 220 fue de 99,8 US\$/MWh, lo cual representa un aumento de un 36,1% respecto del mes de marzo (73,3 US\$/MWh), y un aumento de un 22% respecto a abril de 2013 (82,1 US\$/MWh).

Por último, el valor de la RM 39, que compensa a las empresas generadoras por el sobrecosto de la operación, fue de 4,81 \$/kWh durante el mes de marzo, con lo cual si se incluye en el costo marginal promedio de ese mes, resulta en un valor de 81,8 US\$/MWh.

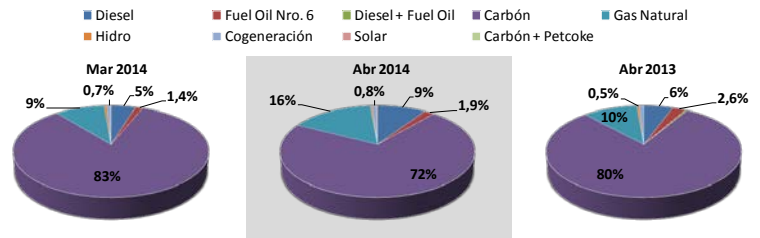


Figura 7: Energía mensual generada en el SING (Fuente: CDEC-SING)

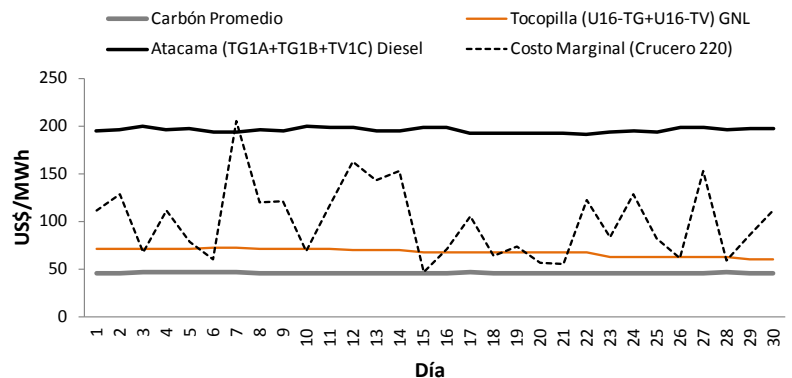


Figura 8: Principales costos variables y costo marginal diario de abril (Fuente: CDEC-SING)

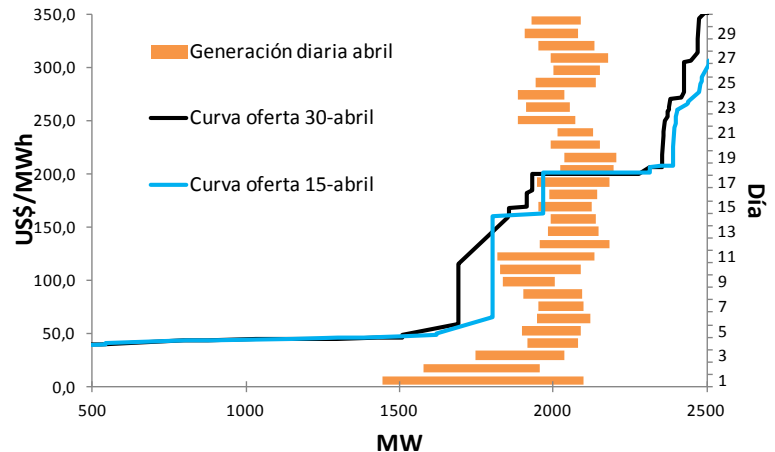


Figura 9: Generación diaria durante abril y curva de oferta aproximada al 15 y 30 del mismo mes (Fuente: CDEC-SING, Elaboración: Systep)

Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

Para 2014 se espera un crecimiento de la demanda eléctrica del SING cercano al 11,9% respecto a la del 2013, impulsado fuertemente por la conexión de nuevos proyectos industriales, así como incrementos en la demanda de clientes existentes. Sin embargo, existe incertidumbre respecto al 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 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 de 2 nuevos proyectos solares y la ampliación de la central solar La Huayca por un total de 86 MW.

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

Supuestos SING		Demanda baja	Demanda base	Demanda alta
Crecimiento demanda	2014	6,3%	11,9%	17,5%
	2015	10,4%	10,4%	10,4%
Combustible	Diesel promedio US\$/Bbl		132,2	
	Carbón US\$/Ton	Mejillones	99,6	
		Angamos	90,1	
		Tocopilla	81,6	
		Andina	100,4	
		Hornitos	100,9	
		Norgener	84,5	
		Tarapacá	91,9	
	GNL US\$/MMBtu (CIF)	Mejillones, Tocopilla	5,7 - 6,5	
		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 de los próximos 12 meses alcanza los 76,3 US\$/MWh, en comparación a los 109,5 US\$/MWh del escenario de demanda

base. Por otra parte, en el escenario de demanda alta el costo marginal promedio podría alcanzar los 151,9 US\$/MWh.

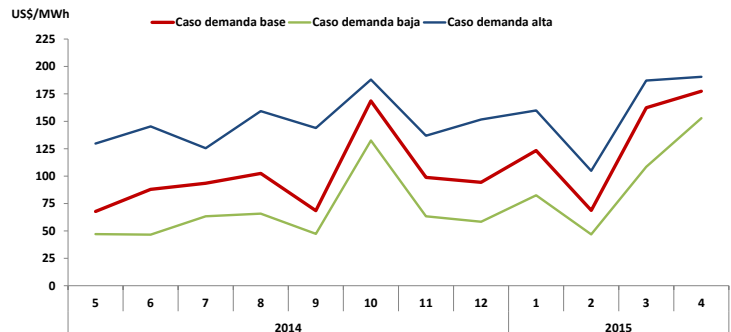


Figura 10: Proyección de costos marginal SING en barra Crucero 220 kV, para distintas condiciones de demanda. (Fuente: Systep)

De los resultados de la proyección se observa una alta sensibilidad del costo marginal proyectado a la demanda y a los mantenimientos considerados para las unidades generadoras. Para la modelación de los mantenimientos se consideró el programa de mantenimiento mayor para el 2014 publicado por el CDEC-SING, vigente desde el 1 de marzo. De la misma forma que para la proyección efectuada el mes anterior, se introdujo el mantenimiento de la primera unidad de la central Angamos en octubre, de acuerdo a lo programado por el CDEC-SING, lo que aumenta los costos marginales en dicho mes.

Por otra parte, en esta proyección se ha considerado una disponibilidad de GNL basada en lo declarado por las empresas para los próximos 12 meses. Además, se incluyó la disponibilidad de GNL para la unidad CTM3 considerando que recientemente Norgener S.A informó el arriendo de dicha unidad a E-CL.

Se hace 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.

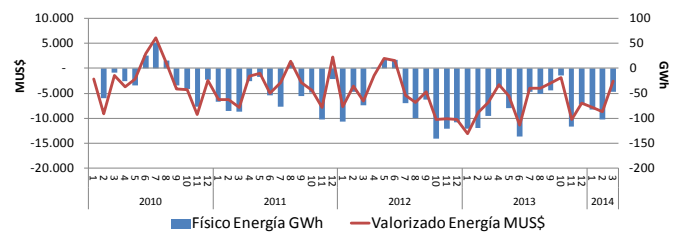
Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis por empresa

En el mes de abril, E-CL disminuyó su generación a carbón debido al mantenimiento sus unidades CTA1 (central Andina) y U14 (central Tocopilla). Además, la unidad CTM3 (central Mejillones) continuó con su operación en base a GNL. Si bien esta última unidad es de propiedad de E-CL, actualmente es arrendada por Norgener. Por su parte, Celta disminuyó su operación en base a carbón debido a que la unidad CTTAR falló durante el mes de abril. Finalmente, GasAtacama mantiene la operación de sus unidades sólo con combustible diesel, aumentando su generación respecto del mes anterior.

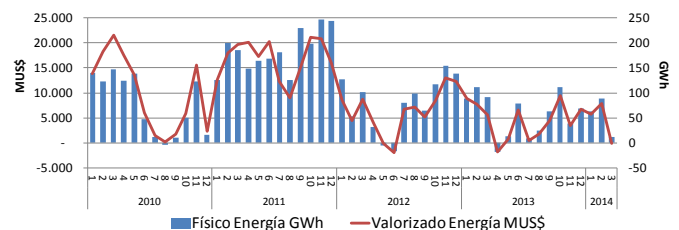
E-CL (incluye Hornitos y Andina)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Abr 2014 (US\$/MWh)	
	Mar 2014	Abr 2014	Abr 2013		
Diesel	3	4	5	Andina Carbón	46,6
Fuel Oil Nro. 6	21	26	33	Mejillones Carbón	41,6
Diesel + Fuel Oil	0	0	5	Tocopilla GNL	71,3
Carbón	639	530	618	Transferencias de Energía Mar 2014	
Gas Natural	134	153	139	Total Generación (GWh)	801
Hidro	5	4	3	Total Retiros (GWh)	847
Petcoke	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-46,7
Carbón + Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-2.621
Total	801	717	803		



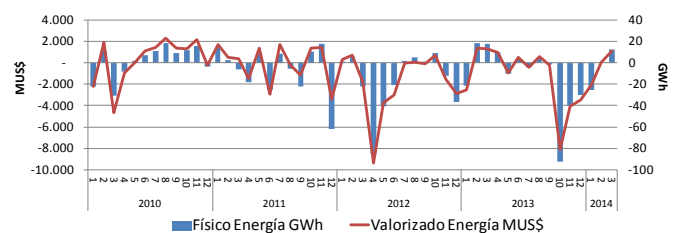
Gener (incluye Norgener y Angamos)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Abr 2014 (US\$/MWh)	
	Mar 2014	Abr 2014	Abr 2013		
Diesel	0	0	0	Angamos (prom. 1 y 2)	43,5
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Norgener (prom. 1 y 2)	35,8
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Mejillones GNL (CTM3 Norgener)	168,9
Carbón	490	462	383	Transferencias de Energía Mar 2014	
Gas Natural	6	75	0	Total Generación (GWh)	496
Hidro	0	0	0	Total Retiros (GWh)	485
Petcoke	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	11,2
Carbón + Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-139
Total	496	537	383		



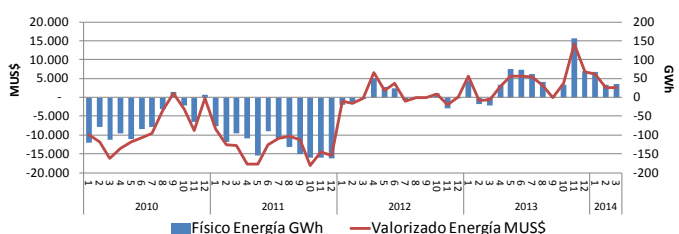
Celta

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Abr 2014 (US\$/MWh)	
	Mar 2014	Abr 2014	Abr 2013		
Diesel	0	1	0	Tarapacá Carbón	43,6
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Transferencias de Energía Mar 2014	
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Total Generación (GWh)	102
Carbón	102	29	66	Total Retiros (GWh)	89
Gas Natural	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	12,4
Hidro	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	1.099
Petcoke	0	0	0		
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	102	30	66		



GasAtacama

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Abr 2014 (US\$/MWh)	
	Mar 2014	Abr 2014	Abr 2013		
Diesel	64	126	68	Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	200
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Transferencias de Energía Mar 2014	
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Total Generación (GWh)	64,3
Carbón	0	0	0	Total Retiros (GWh)	28,8
Gas Natural	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	35,50
Hidro	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	2.615,8
Petcoke	0	0	0		
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	64	126	68		



Suministro a clientes regulados

El precio promedio de los contratos firmados entre generadores y empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados, indexado a abril de 2014, es de 82,6 US\$/MWh, referidos a barra de suministro. En la Tabla 4 se muestran los precios de licitación promedios por empresa generadora.

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 CGE accede a los precios más altos en comparación con las restantes distribuidoras.

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 noviembre de 2012.

Tabla 4: Precio medio de licitación indexado a abril 2014 por generador en barra de suministro (Fuente: CNE, Elaboración: Systep)

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
AES Gener	83,8	5.419
Campanario	112,5	900
Colbun	87,0	6.782
Endesa	77,5	15.029
Guacolda	76,0	900
EMELDA	109,9	200
EPSA	113,4	75
Puyehue	93,3	150
Panguipulli	95,1	100
Monte Redondo	107,2	275
Precio Medio de Licitación	82,55	

Tabla 5: Precio medio de licitación indexado a abril 2014 por distribuidora en barra de suministro (Fuente: CNE, Elaboración: Systep)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
Chilectra	69,3	13.350
Chilquinta	90,2	2.917
EMEL	79,6	2.007
CGE	105,6	7.050
SAESA	82,0	4.506
Precio Medio de Licitación	82,55	

Energías Renovables No-Convencionales

Del balance de Energías Renovables No-Convencionales (ERNC) correspondiente al mes de marzo de 2014, los retiros de energía afectos a la obligación establecida en la Ley 20.257 fueron iguales a 3.193 GWh durante ese periodo. Por lo tanto, la obligación vigente equivalente al 5% de dichos retiros fue igual a 160 GWh. A su vez, la generación reconocida de ERNC durante marzo fue igual a 343 GWh, es decir, un 115% de la obligación ERNC.

De las inyecciones de energía ERNC del mes de marzo, la mayor parte fue generada por centrales de biomasa (45%), seguidas por centrales hidráulicas (23%) y eólicas (22%). En tanto, los generadores en base a tecnología solar representaron el 9,9% de las inyecciones ERNC de ese mes.

La Figura 12 muestra las empresas con mayor inyección reconocida de ERNC, propia o contratada, en los sistemas SIC y SING durante el mes de marzo, junto con la obligación de cada empresa de acuerdo a sus respectivos contratos de suministro eléctrico.

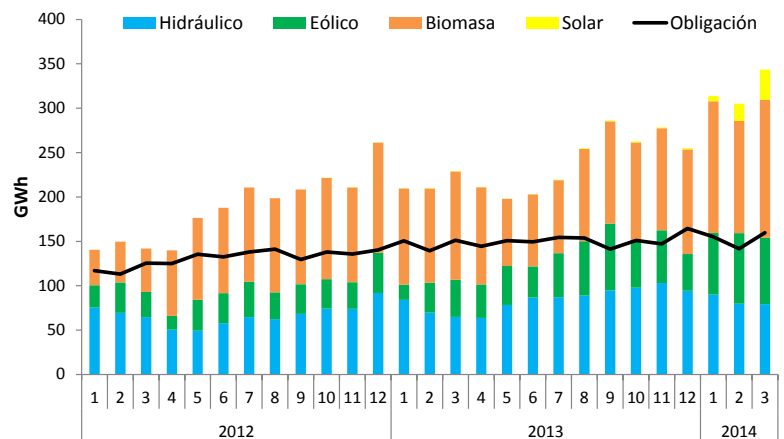


Figura 11: Generación ERNC reconocida y obligación mensual (Fuente: CDEC-SING)

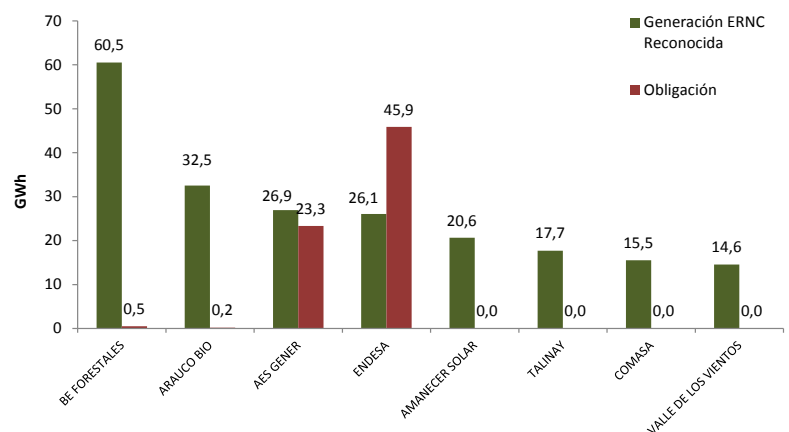


Figura 12: Generación reconocida y obligación por empresa, marzo de 2014 (Fuente: CDEC-SING)

Monitoreo regulatorio y hechos relevantes

<u>Proyecto de Ley Interconexión SIC-SING</u>	<u>Reglamento de Servicios Complementarios (SSCC) SIC</u>	<u>Reglamento de Servicios Complementarios (SSCC) SING</u>	<u>Impuesto al carbón (Reforma tributaria)</u>
El 8 de enero el Senado aprobó las modificaciones introducidas al Proyecto de Ley. El 7 de febrero fue publicada en el Diario Oficial la Ley 20.726 sobre interconexiones (ver más) .	El día 28 de marzo el CDEC-SIC publicó los procedimientos de SSCC. Actualmente se está a la espera de una nueva versión que incluya las observaciones realizadas por las empresas coordinadas (ver más) .	El día 9 de mayo el CDEC-SING publicó una versión preliminar de los procedimientos de SSCC. Actualmente está vigente el periodo de recepción de observaciones por parte de las empresas coordinadas (ver más) .	Esta medida forma parte de la Reforma Tributaria, la cual fue despachada el día 15 de mayo por la Cámara de Diputados a segundo trámite constitucional para su discusión en el Senado (ver más) .

Chile: Bachelet presenta Agenda de Energía enfocada en mejorar la competencia y reducir precios [\(ver más\)](#)

La Mandataria señaló que este paquete de siete medidas anunciadas establece un nuevo rol del Estado en la planificación, regulación y gestión del sector. Descargue la [Agenda de Energía](#).

SING: Nuevo directorio en el CDEC-SING [\(ver más\)](#)

Fue elegido el nuevo Directorio que representará a las empresas integrantes del CDEC-SING. Pablo Benario, Rodrigo Quinteros, Francisco Aguirre Leo, Pilar Bravo y Eduardo Escalona, son los titulares.

SING-SIC: Se modifica la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para el SING y SIC [\(ver más\)](#)

Chile: Gobierno crea comité para cambiar licitaciones de suministro [\(ver más\)](#)

El objetivo principal es resolver la falta de ofertas para licitaciones de suministro eléctrico a clientes regulados.

Chile: Mayor probabilidad de lluvia llevaría a baja en costos de energía [\(ver más\)](#)

Fenómeno de "El Niño" tendría un 70% de probabilidad de llegar en el segundo semestre.

SING-SIC: Informe preliminar del Estudio de Transmisión Troncal [\(ver más\)](#)

En el SING se agregarían al sistema troncal el tramo: Encuentro - EL Tesoro - Esperanza - El Cobre - Laberinto - Nueva Zaldívar - Sulfuros 220 kV. En el SIC dejarían de ser troncales Cerro Navia - Polpaico 220 kV, Chena - Alto Jahuel 220 kV y Colbún - Candelaria - Maipo 220 kV. Además, se incorporaría al troncal Lagunillas - Charrúa 220 kV, Hualpén - Lagunillas 220 kV y Polpaico - Los Maquis 220 kV.

Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)

En el SIC los proyectos de generación en calificación totalizan 4.268 MW, con una inversión de 9.058 MMUS\$. Este mes se aprobó ambientalmente el proyecto Central Desierto de Atacama (120 MW), ubicado en la III región de Atacama.

En el SING, los proyectos en calificación suman 2.513 MW, con una inversión de 4.347 MMUS\$. Este mes no hubo aprobación o rechazo de proyectos en calificación ambiental.

Cabe destacar que ningún proyecto de generación eléctrica ha sido admitido a tramitación ambiental desde la implementación del nuevo Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental el día 24 de diciembre de 2013.

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	1.133	2.317	4.528	9.447
Hidráulica	871	1.728	5.678	7.834
Solar	2.002	4.372	2.212	5.273
Gas Natural	162	265	929	575
Geotérmica	0	0	70	330
Diesel	0	0	1.482	1.125
Biomasa/Biogás	80	192	344	645
Carbón	20	184	4.730	8.447
TOTAL	4.268	9.058	19.973	33.676

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	783	2.463	5.223	17.472
GNL	1.290	1.300	1.300	1.158
Eólico	441	584	1.633	3.515
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
TOTAL	2.513	4.347	10.399	26.467

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

mayo2014



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.