

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

SIC y SING

Agosto 2014

[Volumen 7, número 8]

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: cambios necesarios

En la Agenda de Energía el Gobierno planteó como objetivo reducir en un 25% los precios de las licitaciones de suministro eléctrico de la próxima década, lo que implica lograr un precio adjudicado de 95,15 US\$/MWh.

Desde su creación en la Ley Corta II, las licitaciones de suministro de clientes regulados han evidenciado una tendencia al alza en los precios licitados, en donde las ofertas recibidas en 2013 superan holgadamente los costos de desarrollo de las tecnologías de generación más eficientes, existiendo el riesgo de que esto se proyecte a futuro. Este difícil escenario plantea un desafío importante para los objetivos del Gobierno, pero a su vez representa una gran oportunidad para rediseñar el mercado de contratos regulados. En los próximos años se deberá licitar la mayor parte del suministro a clientes regulados de la próxima década.

Dado lo anterior, es esencial reconocer que el objetivo principal de las licitaciones es despejar el precio más bajo de energía suficiente para clientes regulados a través de ofertas competitivas y de la calidad requerida. A este objetivo se pueden agregar otros, pero deben ser secundarios, tales como más competidores, diversificación, sustentabilidad, etc., los cuales debieran ser canalizados a través de otros instrumentos de política pública. Por lo demás, el cumplimiento de dichos objetivos secundarios no debiese recaer exclusivamente en el segmento regulado, si no que los clientes libres también son actores fundamentales para dichos propósitos.

Una vez definidos los objetivos, se deben realizar los ajustes al mecanismo de licitaciones que permitan avanzar hacia un contexto más competitivo en donde el mercado regulado sea más atractivo para los oferentes. En este sentido, es primordial reducir los riesgos asociados a la contratación de suministro, tanto regulatorios como de mercado, generando condiciones de mercado conocidas y predecibles que permitan entregar mayores certezas en el mercado de contratos regulados.

Una primera medida que apunta en esta dirección sería la creación de una agencia licitante independiente, con funcionamiento permanente, que garantice un proceso técnico - económico independiente que maximice el beneficio social y que entregue confianza a los participantes. Las funciones de esta agencia deben ser el diseño de las licitaciones y el funcionamiento como integrador único, que se realice en base a un monitoreo permanente del mercado y al análisis dinámico de las condiciones esperadas. El diseño de las licitaciones debe basarse en una cartera de distintos productos o contratos estándares, con distintos plazos y volúmenes, que resulte óptima desde el punto de vista de una evaluación de retorno - riesgo, teniendo en cuenta las condiciones circunstanciales del mercado a corto plazo. De esta manera, debe haber una coexistencia de los mercados de corto y largo plazo, pero considerando que la proporción entre largo y corto plazo es función de la optimización de la cartera.

Para evitar la exposición al ciclo político y mantener la independencia de grupos de interés, es importante que la agencia licitante sea independiente del Gobierno. En particular, sería difícil separar el rol de regulador y operador del mercado. En cualquier caso, si finalmente el Gobierno

resultase estar a cargo como un comprador único de las licitaciones, es indispensable que los instrumentos, atribuciones y flexibilidades estuviesen claramente establecidos por Ley, para reducir la incertidumbre futura y el riesgo regulatorio.

Por otra parte, es necesario modificar la evaluación de las ofertas a modo de evaluar otros elementos además del precio ofertado. Es importante probar la firmeza de las ofertas tal que se pueda asegurar la existencia de un suministro seguro y eficiente, revisando la suficiencia de generación comprometida en los contratos licitados. Esto puede ser parte de un proceso previo, donde se emitan certificados de energía ofertable. En la misma línea, se puede evaluar la solvencia financiera de las ofertas. Se deben evaluar las fórmulas de indexación, tal que la evaluación de las ofertas se aborde como un problema de decisión bajo incertidumbre, a través de un análisis de riesgo. Para esto último, sería necesario que los parámetros de indexación para evaluación se conociesen ex-ante, con las bases de licitación.

La evaluación de las ofertas debe promover la competencia, desafiando a los participantes a través de un precio de reserva (oculto) que represente a la mejor alternativa de no hacer una licitación (negociación directa). De esta forma se evita repetir licitaciones a precios techos mayores (riesgo de especulación). Otros aspectos importantes a ser considerados en las licitaciones son el traspaso de riesgos no previsible en los contratos, de manera de evitar que se produzcan traspasos al precio. Debe existir flexibilidad para postergar el inicio de suministro ante razones específicas no imputables al desarrollador, lo cual es clave para la entrada en nuevos actores, así como la posibilidad de rechazar un contrato adjudicado si el proyecto no resulta ejecutable dentro de un período acotado, considerando entonces la adjudicación de la licitación al segundo mejor, o bien reabriendo el proceso de licitación.

Ahora bien, un diseño de licitaciones adecuado debe minimizar los contratos sin suministro, cautelar que su mecanismo de tratamiento sea excepcional y de aplicación transitoria, y que la energía sin suministro se licite al más breve plazo. Para evitar que el riesgo de contratos sin suministro se traspase a precio fijo en las licitaciones, es importante que el precio de los contratos sin suministro represente el verdadero costo de oportunidad de un generador con una estrategia contractual definida, es decir, el costo marginal.

Una mejora en el mecanismo de licitaciones representa una reforma al corazón del mercado eléctrico, abriendo oportunidades para hacer el diseño de un mercado eficiente. Si la reforma se ejecuta de forma eficiente, y se alcanza la meta propuesta del gobierno, las tarifas B1 subirán al año 2025 en un rango entre 11% y 19% respecto de 2013, dependiendo de la distribuidora se trate. El costo de no hacer una buena reforma, es que los consumidores tendrán alzas mayores.

Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis de operación del SIC

En el mes de julio la operación del SIC se caracterizó por una disminución en la disponibilidad hidráulica para generación con respecto al mes de junio, lo que se tradujo en una menor participación de esta fuente y una mayor participación del diesel en su reemplazo. Estas condiciones provocaron un alza en los costos marginales con respecto en junio, aunque se mantienen por debajo de los costos marginales observados en 2013, a pesar de la paralización de la central Bocamina II iniciada en el mes de diciembre que ha mantenido la participación de la generación a carbón en niveles menores a los observados el año pasado. (ver Figura 1).

En tanto, la energía embalsada se mantiene en niveles históricamente bajos, similares a los niveles de energía almacenada a igual fecha del año pasado, con embalses en agotamiento o cotas cercanas a éste (ver Figura 2).

Con respecto a la generación GNL, durante julio la central San Isidro operó sus dos ciclos combinados con este combustible, a un precio promedio declarado de 11,6 US\$/MMBtu. La unidad I de Nehuenco operó con GNL y costo variable nulo, mientras que la unidad II lo hizo con combustible diesel. La central Nueva Renca operó con cerca de un 16% su capacidad a GNL a un precio promedio declarado de 20,3 US\$/MMBtu.

Durante julio el costo marginal del SIC fue determinado en la primera quincena por el costo variable de unidades diesel, mientras que en el segunda quincena estuvo marcado principalmente por centrales de embalse, cuyo valor del agua varió entre 163 y 200 US\$/MWh en Rapel (ver Figura 3).

En julio de 2014 el costo marginal del SIC promedió 203 US\$/MWh en la barra Alto Jahuel 220, lo cual es un 16% menor respecto al mes de julio de 2013 (243 US\$/MWh), y 16% mayor respecto a junio de 2014 (175 US\$/MWh).

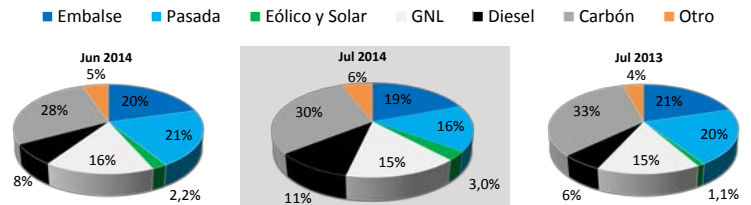


Figura 1: Energía mensual generada en el SIC (Fuente: CDEC-SIC)

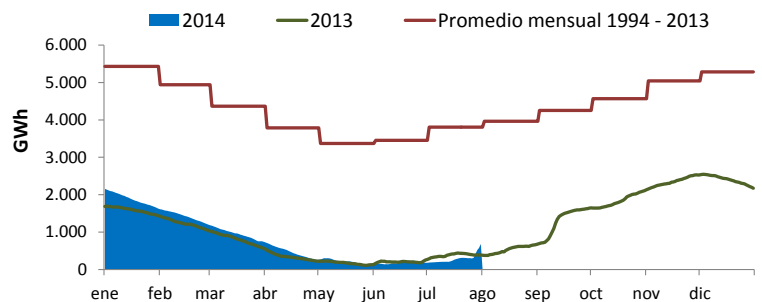


Figura 2: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE)

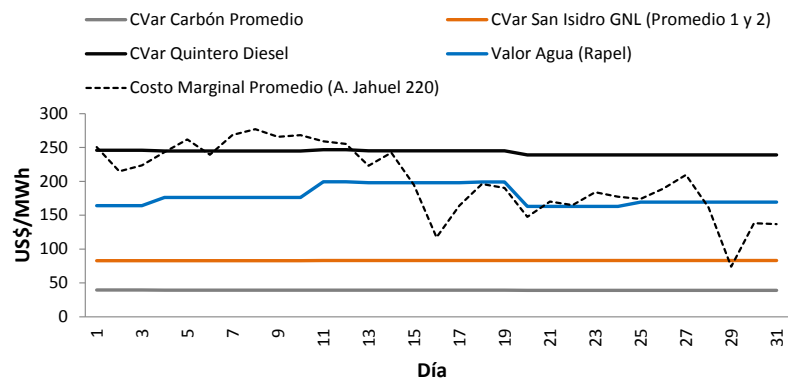


Figura 3: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de julio (Fuente: CDEC-SIC)

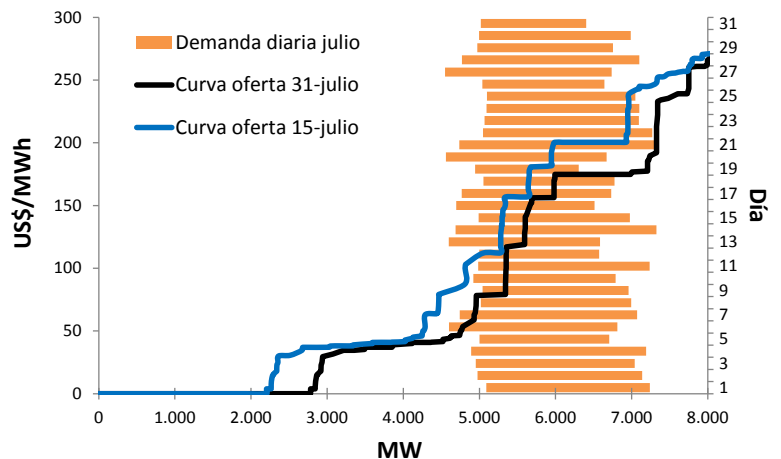


Figura 4: Demanda diaria durante julio y curva de oferta aproximada al 15 y 31 del mismo mes (Fuente: CDEC-SIC, Elaboración: Systep)

Sistema Interconectado Central (SIC)

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

En esta proyección se considera la Central Bocamina II en operación a partir del mes de octubre de 2014, de acuerdo a lo previsto por el CDEC-SIC en su última programación a 12 meses, no obstante no existe certeza de que esto así ocurra. Así como la posible entrada de nuevos proyectos ERNC y el retraso de obras de transmisión que cambiarían la proyección realizada-

Además se considera la indisponibilidad por falla de las central diesel Ceniza (16,3 MW), la central hidroeléctrica Peuchén (81 MW). La indisponibilidad de la central hidroeléctrica Blanco (57 MW) hasta el mes de febrero de 2015.

Por otra parte, se ha considerado ausente la central El Toro hasta agosto de 2014 y con generación limitada los meses subsiguientes, a modo de representar las restricciones de uso del agua del Lago Laja que están siendo consideradas actualmente por el CDEC-SIC.

Para los próximos 12 meses se espera la entrada en operación de 711 MW de nueva capacidad, de los cuales 153 MW son eólicos, 205 hídricos, 193 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		3.7%	
	2015		4.4%	
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton (N. Ventanas)		90.7	
	Diesel US\$/Bbl (Quintero)		134.2	
	GNL US\$/MMBtu (CIF)	San Isidro (ago-jun)	6.0	12.0
		Nehuenco (jun-oct)	0.0	Sin GNL
		Nehuenco (nov-abr)	0.0	0.0
Nueva Renca (jun-oct)		Sin GNL	Sin GNL	
	Nueva Renca (nov-abr)	12.0	Sin GNL	
Disponibilidad GNL	San Isidro (ago-jun)		Total	Total
	Nehuenco (jun-oct)		Limitada	0
	Nehuenco (nov-abr)		Total	Limitada
	Nueva Renca (jun-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. %
Ago-2014 a Dic-2014	41.9	75%	53.4	74%
Ene-2015 a Jul-2015	73.0	48%	116.8	40%

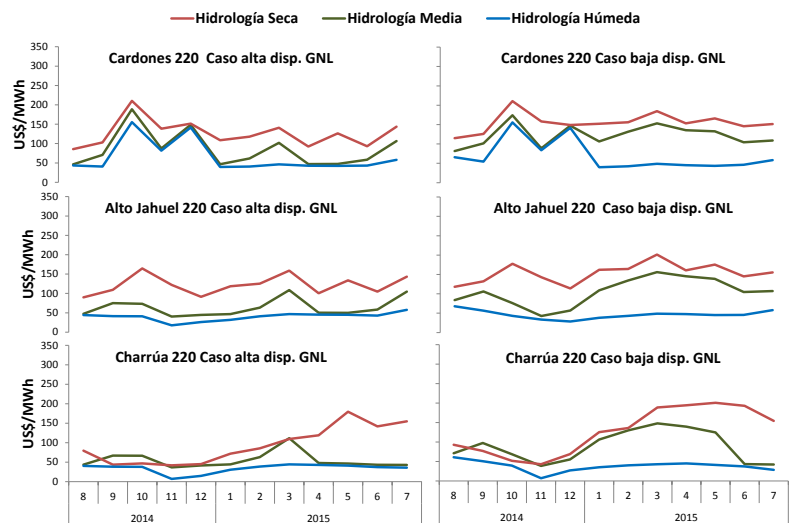


Figura 5: Proyección de costos marginal SIC por hidrología por barra (Fuente: Systep)

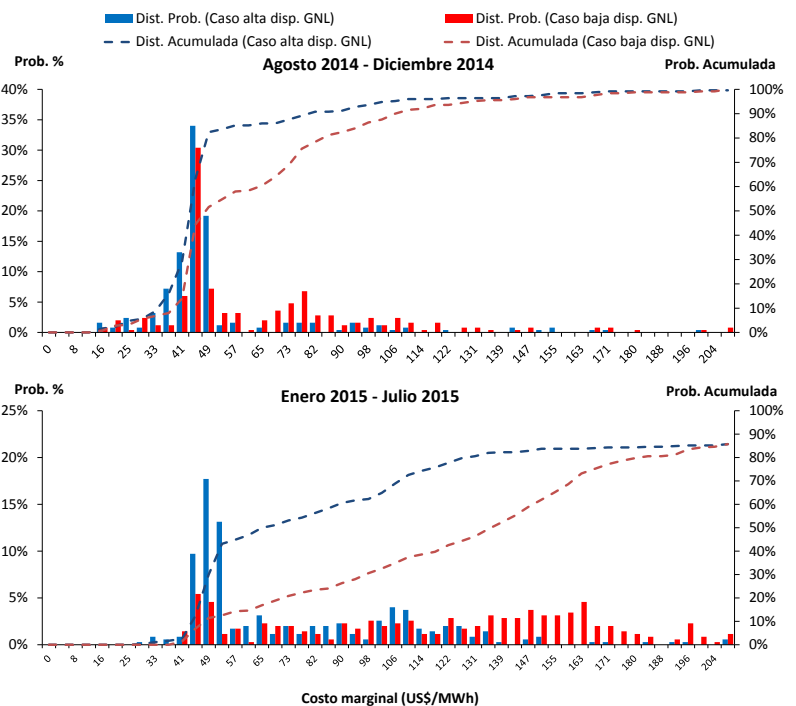


Figura 6: Distribución de probabilidad y probabilidad acumulada de proyección de costos marginales proyectados, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: Systep)

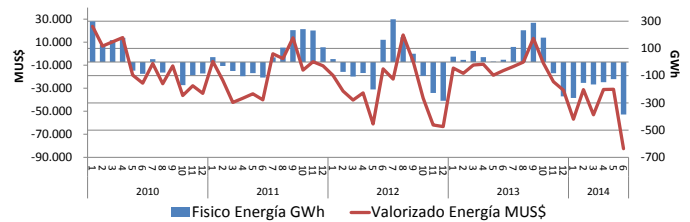
Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis por empresa

La paralización de Bocamina II mantiene la generación a carbón de Endesa bastante por debajo de lo generado el 2013. Colbún disminuyó su generación por la menor disponibilidad hidráulica observada en julio. Si bien en marzo Gener tomó control de Guacolda, en este balance se considera ambas empresas de forma independiente.

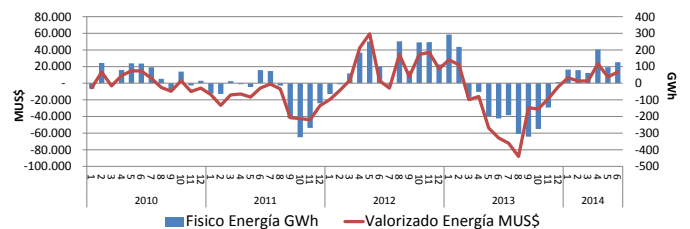
Endesa

	Generación por fuente GWh			Costos Variables prom. Jul 2014 (US\$/MWh)	
	Jun 2014	Jul 2014	Jul 2013		
Pasada	179	194	216	Bocamina (prom. I y II)	44,6
Embalse	429	407	494	San Isidro GNL (prom. I y II)	83,1
Gas	0	0	0	Taltal Diesel	83,1
GNL	482	469	529		
Carbón	61	60	203	Transferencias de Energía Jun 2014	
Diésel	32	16	12	Total Generación (GWh)	1.193
Eólico	9	12	13	Total Retiros (GWh)	1.578
Total	1.193	1.157	1.468	Transf. Físicas (GWh)	-385,4
				Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-82,5



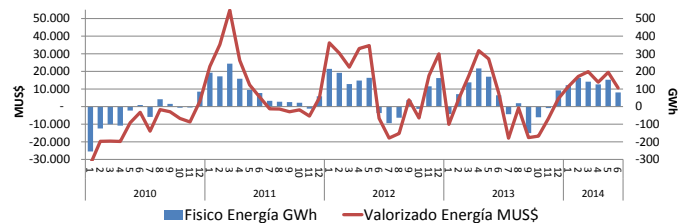
Colbún

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Jul 2014 (US\$/MWh)	
	Jun 2014	Jul 2014	Jul 2013		
Pasada	185	147	215	Santa María	37,0
Embalse	383	298	231	Nehuenco GNL (prom. I y II)	0
Gas	0	0	0	Nehuenco Diesel (prom. I y II)	157,0
GNL	182	184	146		
Carbón	261	269	270	Transferencias de Energía Jun 2014	
Diésel	176	200	139	Total Generación (GWh)	1.188
Eólico	0	0	0	Total Retiros (GWh)	1.061
Total	1.188	1.098	1.001	Transf. Físicas (GWh)	126
				Transf. Valorizadas (MMUS\$)	13,5



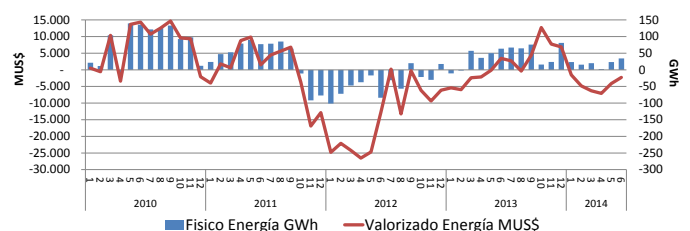
Gener (incluye Eléctrica de Santiago)

	Generación por fuente GWh			Costos Variables prom. Jul 2014 (US\$/MWh)	
	Jun 2014	Jul 2014	Jul 2013		
Pasada	67	64	67	Ventanas prom. (prom. I y II)	42,9
Embalse	0	0	0	N. Ventanas y Campiche	40,5
Gas	0	0	0	Nueva Renca GNL	149,8
GNL	73	48	0		
Carbón	575	579	550	Transferencias de Energía Jun 2014	
Diésel	67	154	19	Total Generación (GWh)	783
Eólico	0	0	0	Total Retiros (GWh)	703
Otro	1	2	4	Transf. Físicas (GWh)	80,3
Total	783	847	641	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	10,6



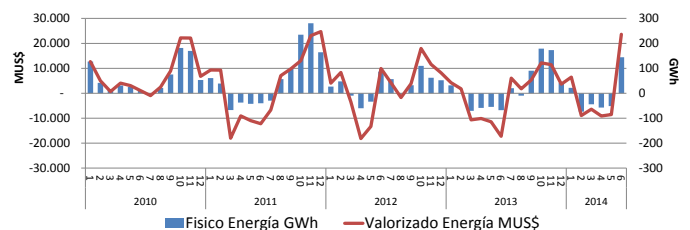
Guacolda

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Jul 2014 (US\$/MWh)	
	Jun 2014	Jul 2014	Jul 2013		
Pasada	0	0	0	Guacolda I y II	36,8
Embalse	0	0	0	Guacolda III	31,0
Gas	0	0	0	Guacolda IV	34,9
GNL	0	0	0		
Carbón	381	441	455	Transferencias de Energía Jun 2014	
Diésel	0	0	0	Total Generación (GWh)	381
Eólico	0	0	0	Total Retiros (GWh)	347
Total	381	441	455	Transf. Físicas (GWh)	34,2
				Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-2,3



Pehuenche

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Jul 2014 (US\$/MWh)	
	Jun 2014	Jul 2014	Jul 2013		
Pasada	29	47	36	Sólo centrales hidráulicas	
Embalse	138	162	183		
Gas	0	0	0	Transferencias de Energía Jun 2014	
GNL	0	0	0	Total Generación (GWh)	167
Carbón	0	0	0	Total Retiros (GWh)	23
Diésel	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	144
Eólico	0	0	0	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	23,6
Total	167	209	219		



Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis de operación del SING

Durante julio la operación del SING presentó una menor participación de generación a carbón, que disminuyó de un 84% en junio a un 78% en el mes de análisis, debido fundamentalmente a los mantenimientos realizados en las unidades Angamos II, Hornitos y Norgener I. La menor disponibilidad de generación a carbón gatilló un mayor despacho de generación a GNL, aumentando esta última su participación de 12% en junio a 14% en julio. A su vez, la generación diésel aumentó su participación de un 2% en junio a un 5% en julio (ver Figura 7).

El precio del GNL declarado por la Central Tocopilla fue de 6,1 US\$/MMBtu promedio en julio, valor que se mantuvo similar desde el mes anterior. Por su parte, la unidad CTM3 (de propiedad de E-CL, pero arrendada por Norgener), declaró un costo de GNL de 21,8 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 junio fueron marcados mayoritariamente por el costo variable de unidades a carbón o a GNL (Central Tocopilla), y sólo algunos días o en horario de alta demanda por unidades diésel. El promedio mensual del costo marginal de julio en la barra Crucero 220 fue de 85,9 US\$/MWh, lo cual representa un alza de 12% respecto del mes de junio (76,4 US\$/MWh), y un aumento de un 5% respecto a julio de 2013 (81,9 US\$/MWh).

Por último, el valor de la RM 39, que compensa a las empresas generadoras por el sobrecosto de la operación, fue de 5,1 \$/kWh durante el mes de junio, con lo cual si se incluye en el costo marginal promedio de ese mes, resulta en un valor de 85,6 US\$/MWh.

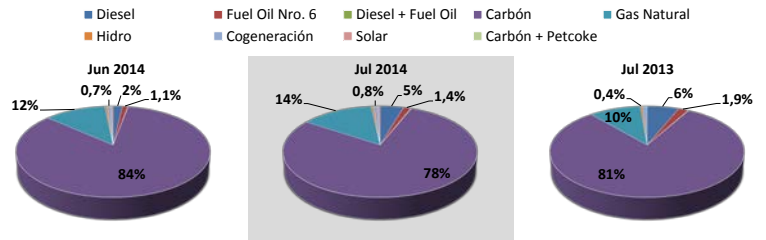


Figura 7: Energía mensual generada en el SING (Fuente: CDEC-SING)

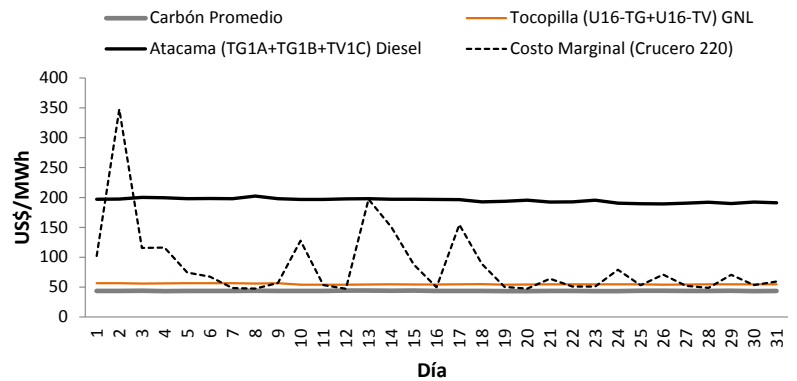


Figura 8: Principales costos variables y costo marginal diario de julio (Fuente: CDEC-SING)

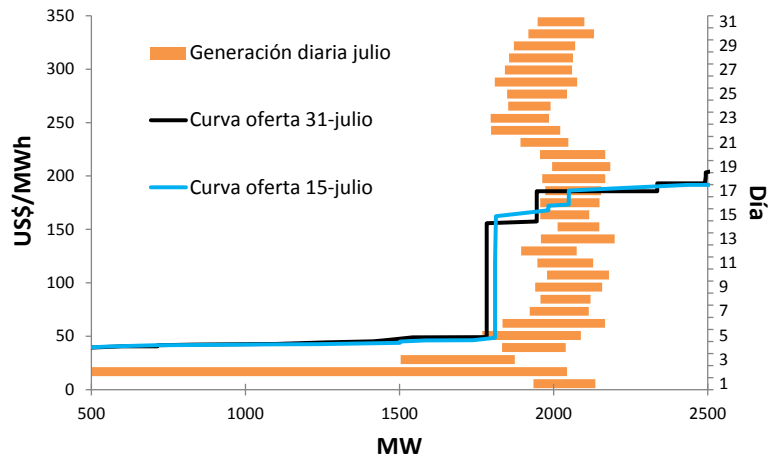


Figura 9: Generación diaria durante julio y curva de oferta aproximada al 15 y 31 del mismo mes (Fuente: CDEC-SING, Elaboración: Systep)

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 2014 se espera un crecimiento anual de la demanda eléctrica cercano al 10%, impulsado por la conexión de nuevos proyectos industriales, así como incrementos en la demanda de clientes existentes. 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 116 MW.

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

Supuestos SING		Demanda baja	Demanda base	Demanda alta
Crecimiento demanda	2014	4.3%	9.8%	15.3%
Combustible	Diesel promedio US\$/Bbl		132.7	
	Carbón US\$/Ton	Mejillones	89.0	
		Angamos	85.2	
		Tocopilla	85.4	
		Andina	88.5	
Hornitos		88.5		
Norgener		89.4		
Tarapacá	86.0			
GNL US\$/MMBTu (CIF)	Mejillones, Tocopilla		5,4 - 7,0	
	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 alcanza los 48 US\$/MWh, en comparación a los 85 US\$/MWh del escenario de demanda base. Por otra parte, en el

escenario de demanda alta el costo marginal promedio podría alcanzar 161 US\$/MWh.

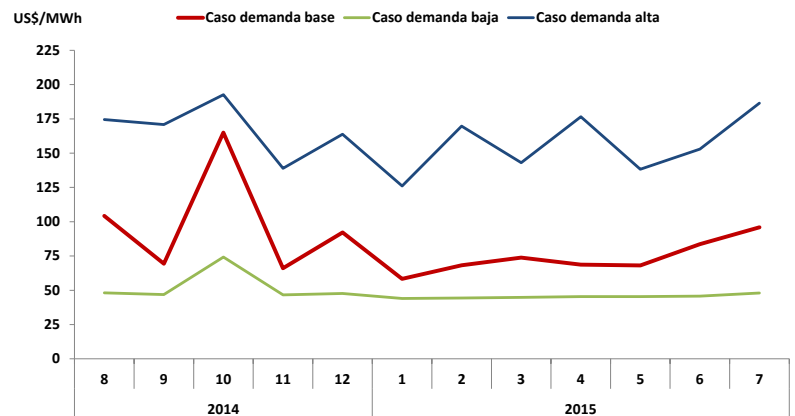


Figura 9: Proyección de costos marginal SING en barra Crucero 220 kV, para distintas condiciones de demanda. (Fuente: Systep)

Se observa una alta sensibilidad en el costo marginal proyectado en relación a la demanda considerada. A su vez, la proyección de costos marginales es altamente sensible 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 julio. En este ámbito, la proyección efectuada no presenta variaciones significativas con respecto a la realizada en el mes de Julio, donde se consideraba el mantenimiento en el mes de agosto de 2014 para la central Angamos II, y en los meses de enero y febrero de 2015 para la Unidad 16 de E-CL.

Por otra parte, en esta proyección se ha considerado una disponibilidad de GNL basada en la declarada por las empresas para el año 2014, lo cual podría sufrir modificaciones en próximas proyecciones si se declara una disponibilidad distinta. La proyección considera una disponibilidad de GNL para la unidad CTM3 considerando que Norgener S.A informó el arriendo de dicha unidad a E-CL y en función de la disponibilidad adicional producto del mantenimiento de la unidad 16 de 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 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.

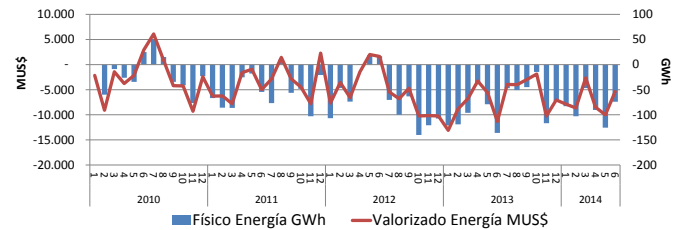
Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis por empresa

La unidad CTM3 (central Mejillones), propiedad de E-CL pero actualmente arrendada por Norgener, continuó con su operación en base a GNL. GasAtacama mantiene la operación de sus unidades sólo con combustible diesel y disminuyó su generación respecto del mes anterior.

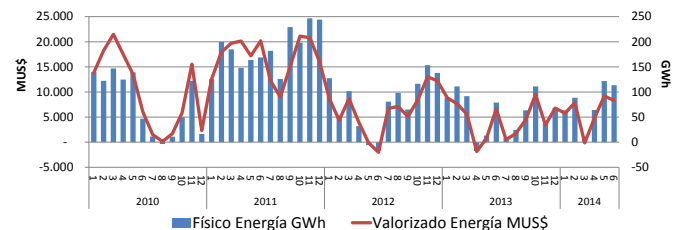
E-CL (incluye Hornitos y Andina)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Jul 2014 (US\$/MWh)	
	Jun 2014	Jul 2014	Jul 2013		
Diesel	4	3	4	Andina Carbón	45,8
Fuel Oil Nro. 6	14	20	25	Mejillones Carbón	42,3
Diesel + Fuel Oil	0	0	2	Tocopilla GNL	54,9
Carbón	584	566	679		
Gas Natural	140	121	143	Transferencias de Energía Jun 2014	
Hidro	4	4	4	Total Generación (GWh)	745
Petcoke	0	0	0	Total Retiros (GWh)	819
Carbón + Petcoke	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-74,1
Total	745	714	856	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-5.358



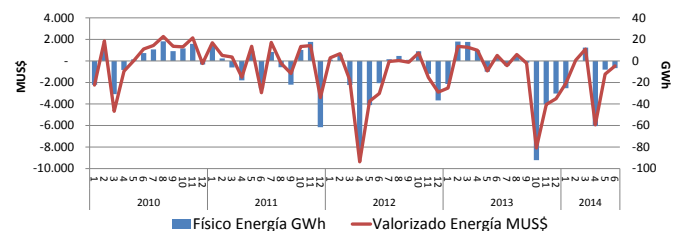
Gener (incluye Norgener y Angamos)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Jul 2014 (US\$/MWh)	
	Jun 2014	Jul 2014	Jul 2013		
Diesel	0	0	0	Angamos (prom. 1 y 2)	44,0
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Norgener (prom. 1 y 2)	39,7
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Mejillones GNL (CTM3 Norgener)	173,9
Carbón	565	475	385		
Gas Natural	32	80	0	Transferencias de Energía Jun 2014	
Hidro	0	0	0	Total Generación (GWh)	597
Petcoke	0	0	0	Total Retiros (GWh)	483
Carbón + Petcoke	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	113,5
Total	597	555	385	Transf. Valorizadas (MUS\$)	8.301



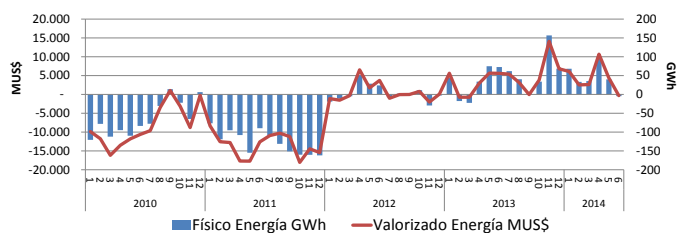
Celta

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Jul 2014 (US\$/MWh)	
	Jun 2014	Jul 2014	Jul 2013		
Diesel	1	1	0	Tarapacá Carbón	39,0
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0		
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Transferencias de Energía Jun 2014	
Carbón	70	91	96	Total Generación (GWh)	70
Gas Natural	0	0	0	Total Retiros (GWh)	77
Hidro	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-6,7
Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-466
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	70	91	96		



GasAtacama

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Jul 2014 (US\$/MWh)	
	Jun 2014	Jul 2014	Jul 2013		
Diesel	20	60	83	Atacama Diesel	195
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	(TG1A+TG1B+TV1C)	
Diesel + Fuel Oil	0	0	0		
Carbón	0	0	0	Transferencias de Energía Jun 2014	
Gas Natural	0	0	0	Total Generación (GWh)	20,3
Hidro	0	0	0	Total Retiros (GWh)	24,8
Petcoke	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-4,5
Carbón + Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-331
Total	20	60	83		



Suministro a clientes regulados

El precio promedio de los contratos firmados entre generadores y empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados, indexado a julio de 2014, es de 83,0 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 julio 2014 por generador en barra de suministro (Fuente: CNE, Elaboración: Systep)

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
AES Gener	84,2	5.419
Campanario	112,9	900
Colbun	87,1	6.782
Endesa	78,2	15.029
Guacolda	76,5	900
EMELDA	110,3	200
EPSA	113,8	75
Puyehue	93,8	150
Panguipulli	95,6	100
Monte Redondo	107,6	275
Precio Medio de Licitación	83,00	

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

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
Chilectra	70,2	13.350
Chilquinta	90,5	2.917
EMEL	79,7	2.007
CGE	105,9	7.050
SAESA	81,7	4.506
Precio Medio de Licitación	83,00	

Energías Renovables No-Convencionales

Del balance de Energías Renovables No-Convencionales (ERNC) correspondiente al mes de junio de 2014, los retiros de energía afectos a las obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 3.313 GWh durante ese periodo y, por lo tanto, las obligaciones vigentes de dichos retiros, equivalentes a 5% y 6%, respectivamente, fue igual a 159 GWh en total. A su vez, la generación reconocida de ERNC durante mayo fue igual a 339 GWh, es decir, un 113% de la obligación ERNC.

De las inyecciones de energía ERNC de junio, la mayor parte fue generada por centrales de biomasa (42%), seguidas por centrales hidráulicas (30%) y eólicas (19%). En tanto, los generadores solares representaron el 8,7% 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 junio, junto con la obligación de cada empresa de acuerdo a sus respectivos contratos de suministro eléctrico.

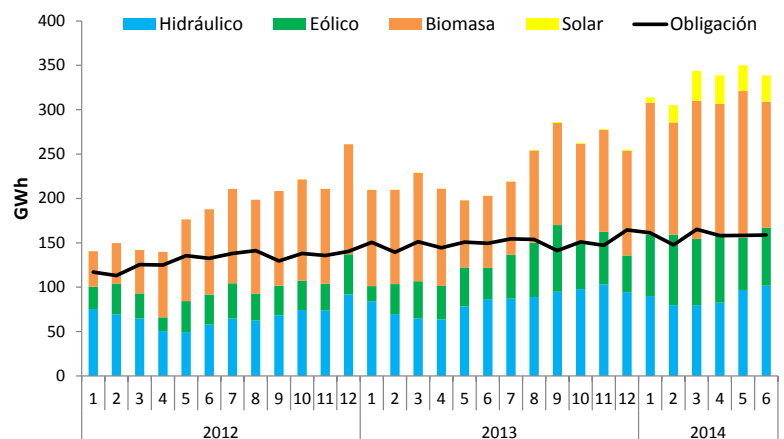


Figura 11: Generación ERNC reconocida y obligación mensual (Fuente: CDEC-SING)

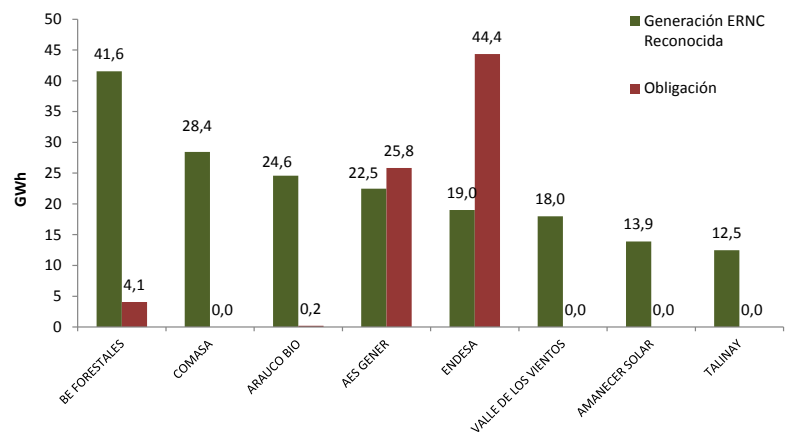


Figura 12: Generación reconocida y obligación por empresa, junio de 2014 (Fuente: CDEC-SING)

Monitoreo regulatorio y hechos relevantes

<u>Reglamento de Servicios Complementarios (SSCC) SIC</u>	<u>Reglamento de Servicios Complementarios (SSCC) SING</u>	<u>Impuesto al carbón Reforma tributaria</u>
El día 20 de junio el CDEC-SIC publicó una nueva versión de los procedimientos de SSCC, el plazo de observaciones es de 30 días desde la publicación de estos procedimientos según el artículo 10 del DS 291 de 2007 (ver más).	El día 16 de junio el CDEC-SING publicó una nueva versión de los procedimientos de SSCC, el plazo de observaciones es de 30 días desde la publicación de estos procedimientos según el artículo 10 del DS 291 de 2007 (ver más).	El día 13 de agosto la Comisión de Hacienda del Senado aprobó la idea el nuevo impuesto a las emisiones fijas (ver más).

[HidroAysén apela contra el Comité de Ministros tras rechazo al proyecto \(ver más\)](#)

Tras el rechazo del Comité de Ministros al proyecto, la empresa presentó una apelación aludiendo que el Comité no tiene las facultades y que, además, actuó fuera de plazo.

[Endesa presenta oferta por el 15% de licitación de suministro a clientes regulados \(ver más\)](#)

Oferta corresponde a 15 bloques de un total de 100, a un precio de 112 US\$/MWh. No hubo otros oferentes.

[Gobierno socializó los lineamientos de la reforma a las licitaciones de suministro de clientes regulados \(ver más\)](#)

El 31 de julio la CNE compartió los lineamientos de la reforma, los cuales fueron organizados en cuatro temas: rol de la autoridad, riesgos y precios, suministro sin contrato y productos de licitación.

Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)

En el SIC los proyectos de generación en calificación totalizan 3.484 MW, con una inversión de 7.434 MMUS\$. Este mes se aprobaron ambientalmente cuatro proyectos solares por un total de 259 MW y dos proyectos eólicos por un total de 41 MW. En esta estadística no se considera dentro de los proyectos aprobados el proyecto HidroAysén (2.750 MW), tras la revocación del Comité de Ministros.

En el SING, los proyectos en calificación suman 2.379 MW, con una inversión de 4.115 MMUS\$.

Este mes ningún proyecto fue ingresado al sistema de evaluación ambiental, ni hubo aprobaciones o rechazos.

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	1.092	2.256	4.570	9.508
Hidráulica	843	1.648	2.940	4.664
Solar	1.308	2.939	2.942	6.815
Gas Natural	162	265	929	575
Geotérmica	0	0	70	330
Diesel	0	0	1.482	1.125
Biomasa/Biogás	60	142	364	695
Carbón	20	184	4.730	8.447
TOTAL	3.484	7.434	18.026	32.158

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	649	2.231	5.413	17.838
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	2.379	4.115	10.589	26.833

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

agosto2014



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.