

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

SIC y SING

Diciembre 2013

[Volumen 6, número 12]

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

Resultado de las licitaciones del SIC:

¿Cómo se verán afectados los clientes residenciales?

El pasado 29 de noviembre se realizó la apertura de las ofertas del proceso de licitación de suministro 2013-1 para clientes regulados del SIC. En este proceso se licitó un bloque de energía de 4.546 GWh anuales, equivalentes al 9,8% del consumo anual del SIC al 2012. Endesa se adjudicó el 70% de la energía licitada a un precio de 129 USD/MWh (precio techo de la licitación), mientras que Eléctrica Panguipulli (filial de Enel Green Power) se adjudicó un 8% a un precio de 128 USD/MWh. El 22% restante no fue adjudicado y deberá ser licitado en un segundo llamado o podría ser incluido en el proceso de licitación 2013-2¹.

Si bien el precio despejado de la licitación es cerca de un 60% superior al precio promedio de la energía actualmente contratada para clientes regulados, el alza en las tarifas será acotada ya que el volumen licitado representa sólo una fracción de la demanda total de los clientes regulados, al menos en los próximos años (ver Reporte de Agosto 2013). Adicionalmente, el impacto en las tarifas finales a los clientes residenciales es aún menor, puesto que el precio de la energía corresponde actualmente a menos del 50% de la tarifa BT1a (ver Figura 1).

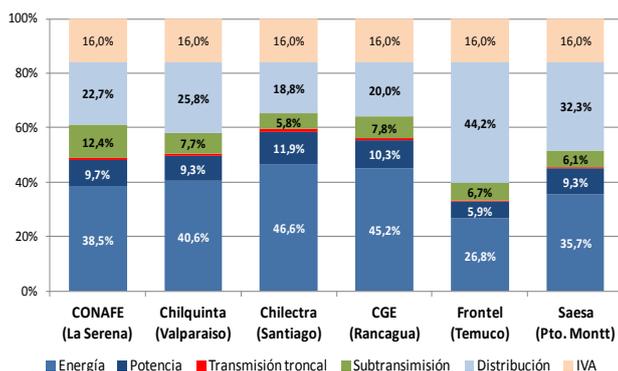


Figura 1: Composición Tarifa BT1a actual para distintas distribuidoras para una cuenta típica mensual, consumo 200 KWh-mes (Fuente: CNE, Elaboración Systep)

Según las estimaciones de Systep, si se mantienen constantes los indexadores y se

considera que tanto la licitación 2013-2 como los remanentes de la licitación 2013-1 se adjudican al precio techo actual (129 USD/MWh), los clientes regulados con tarifa BT1a verían alzas en sus cuentas de entre un 2% y un 5,9% al año 2016 y de entre un 3,9% y un 9,2% al año 2018, con respecto a la tarifa actual, dependiendo de la distribuidora considerada. Un escenario más adverso sería si la energía no adjudicada en el reciente proceso y la energía del proceso 2013-2 fuese adjudicada a un precio de 148,4 USD/MWh, valor que corresponde al reajuste del precio techo de las licitaciones según lo establecido en la ley, es decir, el precio techo actual más un 15%. Bajo este supuesto, las cuentas de los clientes regulados con tarifa BT1a verían alzas de entre un 2,7% y un 7,2% al año 2016 y de entre un 5,5% y un 11,9% al año 2018 dependiendo de la distribuidora considerada (Ver Tabla 1).

Tabla 1: Incremento porcentual de la tarifa BT1a con respecto a la tarifa actual.

	Precio techo actual 129 USD/MWh		Nuevo precio techo 148,4 USD/MWh	
	2016	2018	2016	2018
CONAFE	4,5%	7,2%	5,6%	9,4%
Chilquinta	4,9%	7,9%	6,0%	10,3%
Chilectra	4,8%	8,1%	6,1%	10,9%
CGE	5,9%	9,2%	7,2%	11,9%
Frontel	2,0%	3,9%	2,7%	5,5%
Saesa	3,7%	6,3%	4,7%	8,5%

El creciente aumento de los precios a clientes regulados se mantendrá, a menos que se resuelva el problema de fondo del sector eléctrico: la dificultad para realizar inversiones en nuevas centrales de base, que restringe la oferta y competencia en generación.

Acciones correctivas a las licitaciones también podrían incorporarse, permitiendo la coexistencia de un mercado de corto y largo plazo (ver Reporte de Agosto 2013), o dar plazos suficientes para permitir a los generadores firmar contratos de largo plazo de GNL a precios competitivos, que permitan realizar ofertas eficientes y con respaldo. Otro desafío para los próximos procesos es compatibilizar la participación de tecnologías renovables no convencionales, en el contexto de las metas fijadas en la Ley 20/25. Un precio de 129 USD/MWh es atractivo para algunas de estas tecnologías, pudiendo aportar bloques de energía más pequeños.

¹ Diario Financiero, web: http://w2.df.cl/gobierno-evalua-traspasar-remanente-de-licitacion-electrica-al-siguiente-proceso-y-extendir-contrato/prontus_df/2013-11-28/222639.html

Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis de operación del SIC

En noviembre la operación del SIC confirmó el aumento de la generación hidráulica observada desde el mes de septiembre, lo cual mantuvo los costos marginales en niveles similares al mes de octubre. El nivel de los embalses ha aumentado por sobre lo observado el año 2012, sin embargo aún se encuentran en cerca del 50% de los promedios históricos (ver Figura 3).

El valor estratégico del agua embalsada se ubicó durante noviembre entre 60 y 80 US\$/MWh (Rapel), y no se observaron variaciones importantes en los precios declarados de los combustibles (ver Figura 4).

La participación del GNL en la generación disminuyó ligeramente en noviembre respecto a octubre, de un 16% a un 15%, principalmente por la menor generación de la central Nehuenco en base a este combustible. La central San Isidro operó sus dos ciclos combinados con GNL, con un precio declarado promedio de 8,2 US\$/MMBtu, similar al mes de octubre. En tanto, durante noviembre las dos unidades de ciclo combinado de la central Nehuenco operaron con GNL y costo variable nulo, mientras que la central Nueva Renca no fue despachada durante todo el mes.

La mayor participación de la generación hidráulica durante los últimos meses ha mantenido el costo marginal bastante por debajo de los niveles observados en los meses de invierno. Durante el mes de noviembre el costo marginal en la barra Alto Jahuel 220 promedió 70,9 US\$/MWh. Este último valor representa una disminución del 0,4% respecto del mes de octubre (71,2 US\$/MWh) y una reducción de un 63% respecto al mes de noviembre de 2012 (191 US\$/MWh).

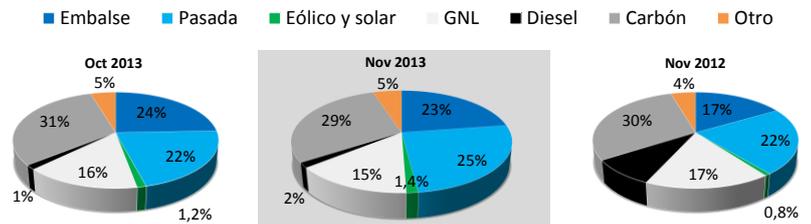


Figura 2: Energía mensual generada en el SIC (Fuente: CDEC-SIC)

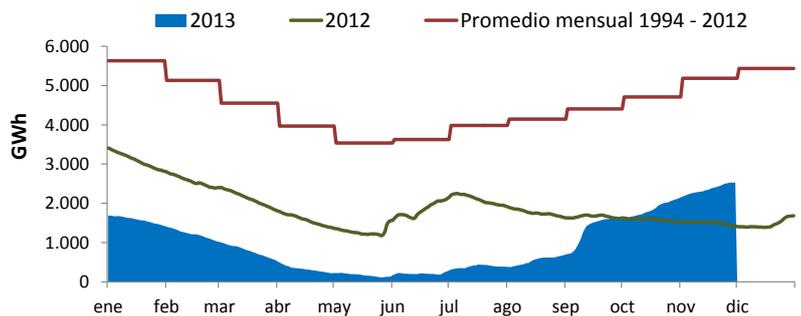


Figura 3: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE)

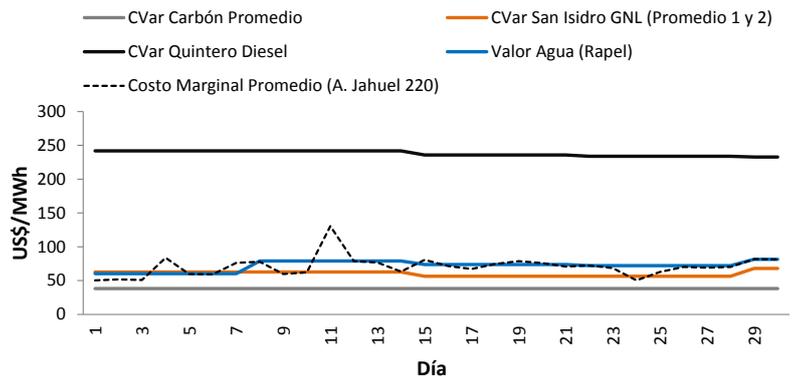


Figura 4: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de noviembre (Fuente: CDEC-SIC)

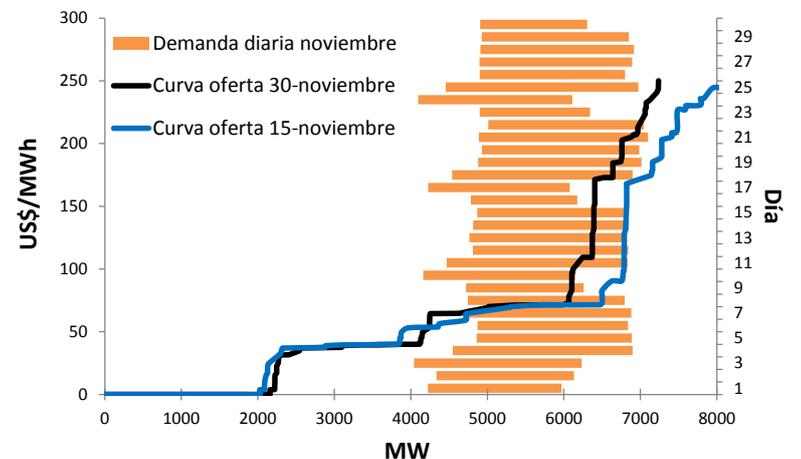


Figura 5: Demanda diaria durante noviembre y curva de oferta al 15 y 31 del mismo mes (Fuente: CDEC-SIC, Elaboración: Systep)

Sistema Interconectado Central (SIC)

Proyección System de costos marginales a 12 meses

En esta proyección se considera el pronóstico de deshielo publicado por el CDEC-SIC y actualizado a fines de noviembre, por lo cual en los meses de verano los costos marginales están sesgados hacia hidrologías secas.

Con respecto a la proyección publicada en el Reporte de noviembre, el significativo aumento de las cotas de los embalses introduce una reducción importante de los costos marginales proyectados, lo cual muestra una alta sensibilidad del sistema a la disponibilidad de agua embalsada.

Se ha modelado sólo el mantenimiento programado de 15 días de la central Bocamina II en el mes de diciembre, sin consideraciones adicionales por la reciente paralización ordenada por la Corte Suprema de Concepción.

En la Tabla 3 se muestran resultados estadísticos de la simulación de 50 escenarios hidrológicos históricos, en donde se considera igual probabilidad de ocurrencia para cada uno.

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

Supuestos SIC		Caso alta disp. GNL	Caso baja disp. GNL	
Crecimiento demanda	2013		3,6%	
	2014		5,1%	
Carbón US\$/Ton (N. Ventanas)		89,4		
Diesel US\$/Bbl (Quintero)		131,3		
Precios combustibles	GNL	San Isidro (dic-nov)	6,0	12,0
		Nehuenco (dic-abr)	0,0	0,0
	US\$/MMBtu (CIF)	Nehuenco (may-oct)	0,0	Sin GNL
		Nehuenco (nov)	0,0	0,0
		Nueva Renca (dic-abr)	22,0	Sin GNL
		Nueva Renca (may-oct)	Sin GNL	Sin GNL
Nueva Renca (nov)	22,0	Sin GNL		
Disponibilidad GNL	San Isidro (dic-nov)		Total	Total
	Nehuenco (dic-abr)		Total	Limitada
	Nehuenco (may-oct)		Limitada	0
	Nehuenco (nov)		Total	Limitada
	Nueva Renca (dic-abr)		Limitada	0
	Nueva Renca (may-oct)		0	0
Nueva Renca (nov)		Limitada	0	

Tabla 3: Indicadores estadísticos de costos marginales proyectados, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: System)

Costo Marginal Mensual	Caso Alta disp. GNL		Caso Baja disp. GNL	
	Promedio (US\$/MWh)	Desv. Est. %	Promedio (US\$/MWh)	Desv. Est. %
Oct-2013 a Mar-2014	69,1	56%	117,1	45%
Abr-2014 a Sep-2014	52,0	78%	79,5	68%

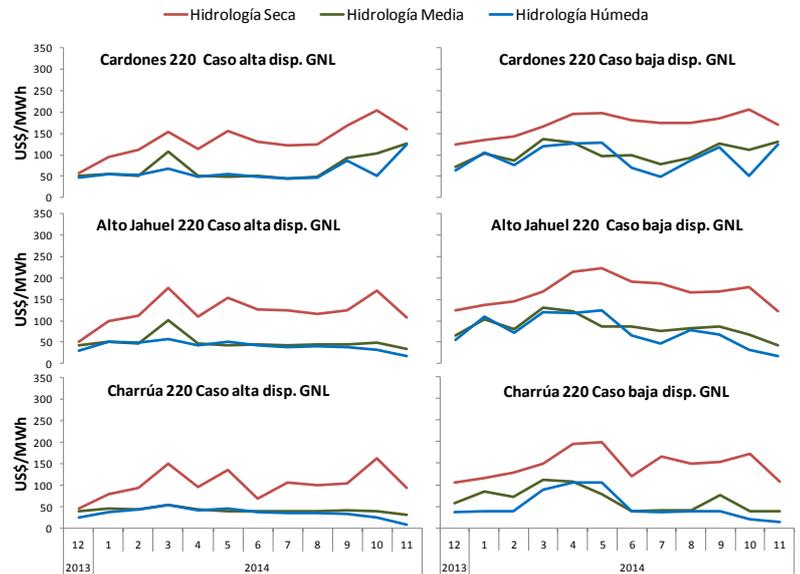


Figura 6: Proyección de costos marginal SIC por hidrología por barra (Fuente: System)

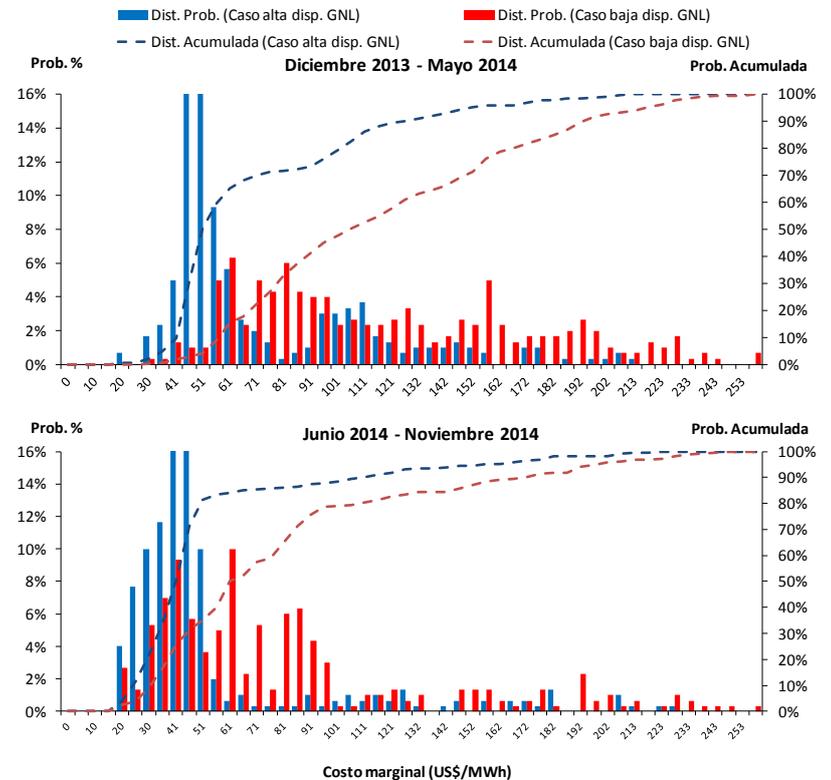


Figura 7: Distribución de probabilidad y probabilidad acumulada de proyección costos marginales proyectados, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: System)

Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis por empresa

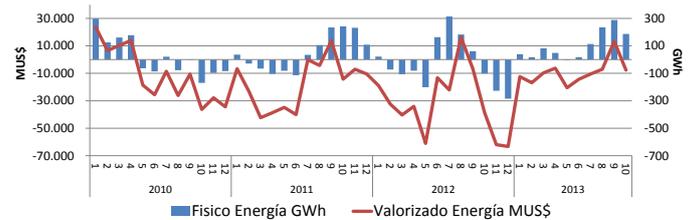
La operación de Endesa destaca por la reducción en la generación a carbón de sus centrales Bocamina I y II, la primera por encontrarse en mantenimiento programado. La central Santa María (Colbún) aumentó su generación tras un mantenimiento realizado en octubre. Gener vió disminuida su generación a carbón por mantenimientos en la central Ventanas y Nueva Renca no fue despachada en noviembre.

Endesa

	Generación por fuente GWh		
	Oct 2013	Nov 2013	Nov 2012
Pasada	248	247	242
Embalse	518	445	327
Gas	0	0	0
GNL	376	377	407
Carbón	337	132	198
Diésel	7	28	1
Eólico	12	16	13
Total	1.498	1.244	1.188

Costos Variables prom. Nov 2013 (US\$/MWh)	
Bocamina (prom. I y II)	40,3
San Isidro GNL (prom. I y II)	60,1
Taltal Diesel	244,3

Transferencias de Energía Oct 2013	
Total Generación (GWh)	1.498
Total Retiros (GWh)	1.311
Transf. Físicas (GWh)	187
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-7,67

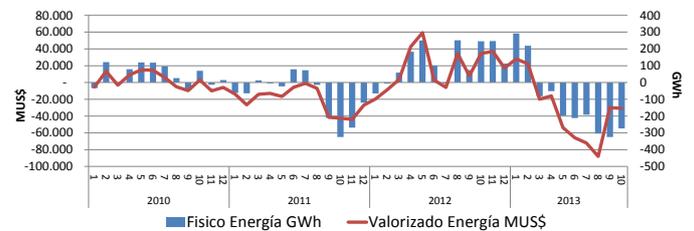


Colbún

	Generación por Fuente (GWh)		
	Oct 2013	Nov 2013	Nov 2012
Pasada	208	241	227
Embalse	232	206	165
Gas	0	0	0
GNL	293	234	275
Carbón	104	223	247
Diesel	4	3	117
Eólico	0	0	0
Total	842	907	1.031

Costos Variables prom. Nov 2013 (US\$/MWh)	
Santa María	37,6
Nehuenco GNL (prom. I y II)	0,0
Nehuenco Diesel (prom. I y II)	125,8

Transferencias de Energía Oct 2013	
Total Generación (GWh)	842
Total Retiros (GWh)	1.115
Transf. Físicas (GWh)	-273
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-30,8

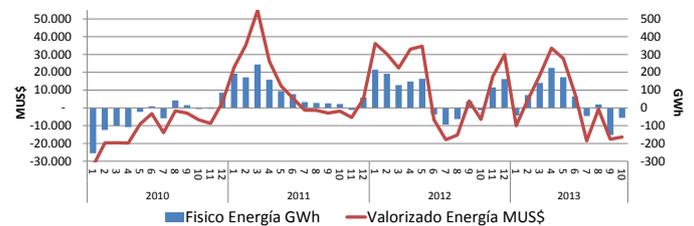


Gener (incluye Eléctrica de Santiago)

	Generación por fuente GWh		
	Oct 2013	Nov 2013	Nov 2012
Pasada	90	125	123
Embalse	0	0	0
Gas	0	0	0
GNL	0	0	8
Carbón	529	483	418
Diesel	0	0	170
Eólico	0	0	0
Otro	4	4	4
Total	624	612	723

Costos Variables prom. Nov 2013 (US\$/MWh)	
Ventanas prom. (prom. I y II)	38,4
N. Ventanas y Campiche	39,5
Nueva Renca Diesel	133,7

Transferencias de Energía Oct 2013	
Total Generación (GWh)	624
Total Retiros (GWh)	679
Transf. Físicas (GWh)	-55,7
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-16,4

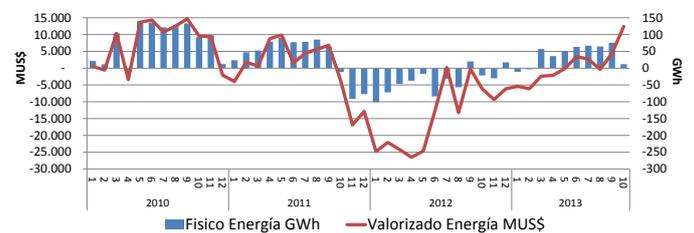


Guacolda

	Generación por Fuente (GWh)		
	Oct 2013	Nov 2013	Nov 2012
Pasada	0	0	0
Embalse	0	0	0
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	368	376	333
Diesel	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	368	376	333

Costos Variables prom. Nov 2013 (US\$/MWh)	
Guacolda I y II	40,1
Guacolda III	31,7
Guacolda IV	34,8

Transferencias de Energía Oct 2013	
Total Generación (GWh)	368
Total Retiros (GWh)	356
Transf. Físicas (GWh)	11,7
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	12,4

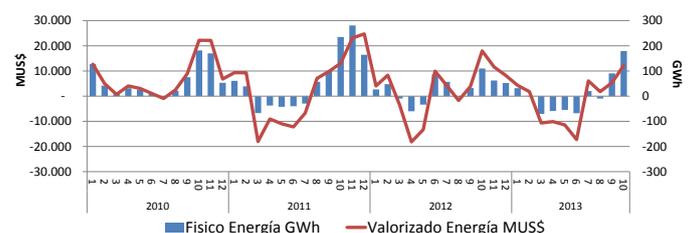


Pehuenche

	Generación por Fuente (GWh)		
	Oct 2013	Nov 2013	Nov 2012
Pasada	80	76	76
Embalse	295	288	177
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	0	0	0
Diesel	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	375	364	253

Costos Variables prom. Nov 2013 (US\$/MWh)	
Sólo centrales hidráulicas	

Transferencias de Energía Oct 2013	
Total Generación (GWh)	375
Total Retiros (GWh)	196
Transf. Físicas (GWh)	179
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	12,2



Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis de operación del SING

En el mes de noviembre la generación a carbón disminuyó respecto a octubre desde un 85% a un 74%, explicado fundamentalmente por la mantención mayor de la Unidad 1 de la central Norgener (Norgener, 136 MW) y la Unidad 2 de la central Mejillones (E-CL, 175 MW) que estuvieron fuera de operación gran parte el mes. La menor generación de carbón fue reemplazada fundamentalmente por generación diesel, y en menor medida por GNL.

El precio del GNL declarado por la Central Tocopilla, la única en generar con este combustible, fue de 6,3 US\$/MMBtu promedio en noviembre, valor que disminuyó desde 7,8 US\$/MMBtu promedio en octubre. De esta forma, el costo variable del GNL se ubicó ligeramente por encima de los costos variables de las centrales a carbón (ver Figura 9). La participación de la generación en base a GNL aumentó desde 8% en octubre a 11% en noviembre, en tanto la participación del diesel aumentó de 4% a 12% en igual periodo.

Los costos marginales en noviembre fueron marcados por el carbón en demanda baja y por centrales diesel en horas demanda alta. El promedio mensual del costo marginal de noviembre en la barra Crucero 220 fue de 88,3 US\$/MWh, lo cual representa una disminución de 2,0% respecto del mes de octubre (90,1 US\$/MWh), y un aumento de un 8,2% respecto de noviembre de 2012 (81,6 US\$/MWh).

Por último, el valor de la RM39, que compensa a las empresas generadoras por el sobre costo de la operación, durante el mes de octubre fue de 3,49 \$/kWh, con lo cual si se incluye en el costo marginal promedio de ese mes resulta en un valor de 97 US\$/MWh.

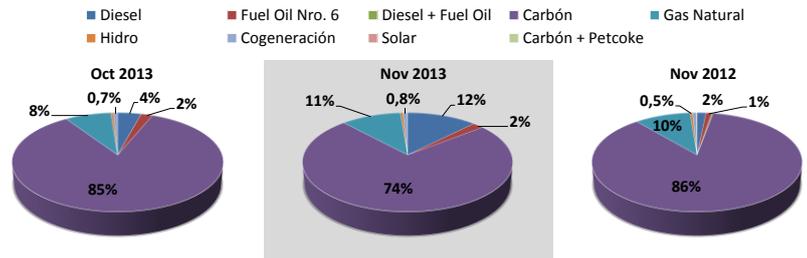


Figura 8: Energía mensual generada en el SING (Fuente: CDEC-SING)

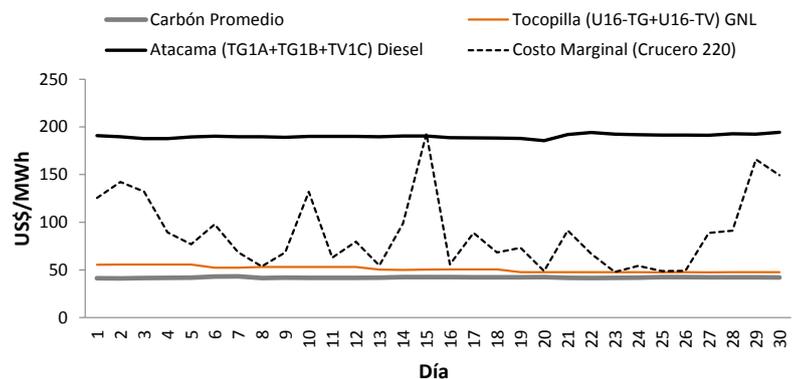


Figura 9: Principales costos variables y costo marginal diario de noviembre (Fuente: CDEC-SING)

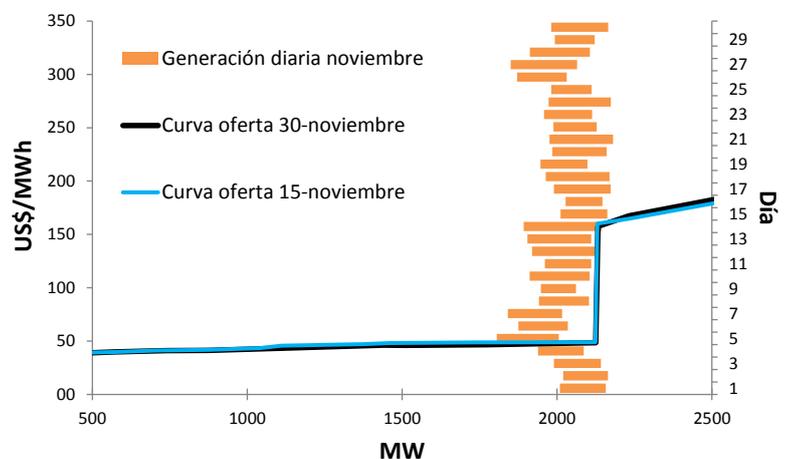


Figura 10: Generación diaria durante noviembre y curva de oferta al 15 y 30 del mismo mes (Fuente: CDEC-SING, Elaboración: Systep)

Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

Para los próximos 12 meses se espera un crecimiento importante de la demanda eléctrica del SING, 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 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 sensibilidades adicionales: demanda baja y demanda alta.

Respecto del parque generador, dentro de los próximos 12 meses se espera la puesta en operación de 2 proyectos solares por un total de 38 MW.

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

Supuestos SING		Demanda baja	Demanda base	Demanda alta
Crecimiento demanda	2013	4,7%	5,7%	6,6%
	2014	11,2%	15,9%	20,6%
Combustible	Diesel promedio US\$/Bbl		129,6	
	Carbón US\$/Ton	Mejillones	80,2	
		Angamos	95,5	
		Tocopilla	82,2	
		Andina	83,0	
		Hornitos	82,7	
		Norgener	83,5	
Tarapacá	83,2			
GNL US\$/MMBtu (CIF)	Mejillones, Tocopilla	5,6 - 8,0		
	Atacama	Sin GNL		
	Salta	No Considerado		
Disponibilidad GNL	U16	Limitada		
	CTM3	Sin GNL		
	Otros	Sin GNL		

Los resultados de la proyección muestran que bajo una condición de demanda baja el costo marginal promedio asciende a los 96 US\$/MWh, en comparación a los 127 US\$/MWh del escenario de demanda base. Por otra parte, en el escenario de demanda alta el costo

marginal promedio podría alcanzar los 161 US\$/MWh.

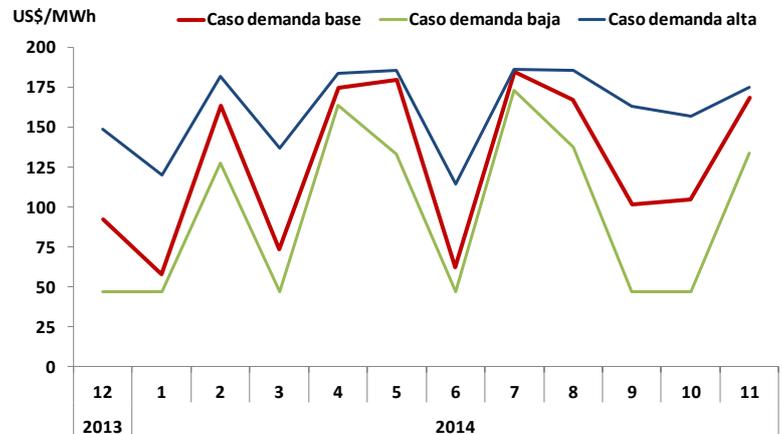


Figura 11: Proyección de costos marginal SING en barra Crucero 220 kV, para distintas condiciones de demanda. (Fuente: Systep)

De los resultados de la proyección se observa una alta sensibilidad del costo marginal proyectado a la demanda considerada. A su vez, la proyección de costos marginales es altamente sensible a los mantenimientos considerados para las unidades generadoras. En esta proyección se consideró el programa de mantenimiento mayor para el 2014 publicado por el CDEC-SING vigente desde el 1 de diciembre.

Por otra parte, en esta proyección se ha considerado una disponibilidad de GNL basada en la declarada por las empresas para el año 2013, lo cual podría sufrir modificaciones en próximas proyecciones si se declarase una disponibilidad distinta de GNL para el 2014.

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)

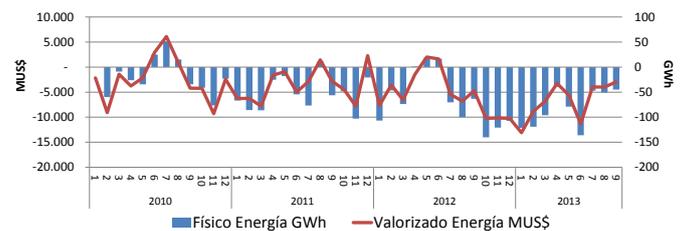
Análisis por empresa

E-CL continúa siendo el único productor eléctrico con generación en base a GNL en la Unidad U16 de la Central Tocopilla, mientras que GasAtacama mantiene la operación de sus unidades sólo con combustible diesel. Gener mantiene su generación sólo en base a carbón y Celta volvió a generar tras la mantención de su central a carbón Tarapacá durante el mes de octubre.

Se muestran las transferencias de energía de las empresas actualizadas al mes de septiembre pues no se encuentran todavía disponibles para meses posteriores.

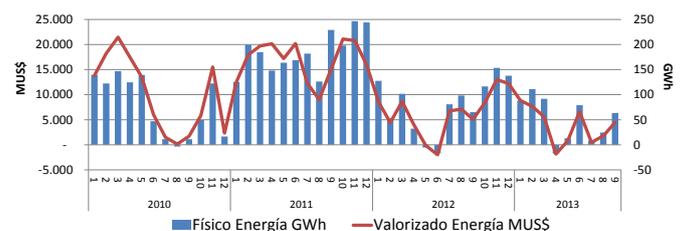
E-CL (incluye Hornitos y Andina)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Nov 2013 (US\$/MWh)	
	Oct 2013	Nov 2013	Nov 2012		
Diesel	4	2	1	Andina Carbón	41,4
Fuel Oil Nro. 6	28	27	14	Mejillones Carbón	37,7
Diesel + Fuel Oil	0	0	3	Tocopilla GNL	50,7
Carbón	711	549	591		
Gas Natural	121	151	139		
Hidro	4	4	4	Transferencias de Energía Sep 2013	
Petcoke	0	0	0	Total Generación (GWh)	817
Carbón + Petcoke	0	0	2	Total Retiros (GWh)	862
Total	868	733	753	Transf. Físicas (GWh)	-44,8
				Transf. Valorizadas (MUS\$)	-2.962



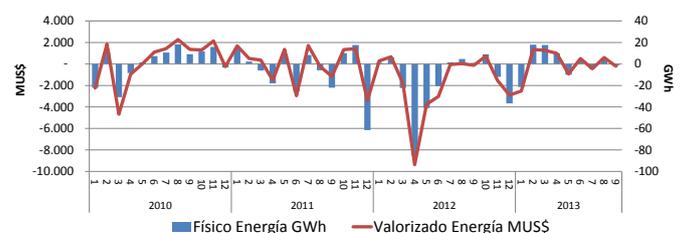
Gener (incluye Norgener y Angamos)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Nov 2013 (US\$/MWh)	
	Oct 2013	Nov 2013	Nov 2012		
Diesel	0	0	0	Angamos (prom. 1 y 2)	49,4
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Norgener (prom. 1 y 2)	37,3
Diesel + Fuel Oil	0	0	0		
Carbón	547	467	536	Transferencias de Energía Sep 2013	
Gas Natural	0	0	0	Total Generación (GWh)	485
Hidro	0	0	0	Total Retiros (GWh)	422
Petcoke	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	63,4
Carbón + Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	4.460
Total	547	467	536		



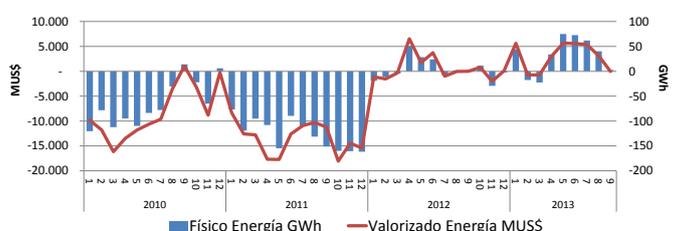
Celta

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Nov 2013 (US\$/MWh)	
	Oct 2013	Nov 2013	Nov 2012		
Diesel	1	1	0	Tarapacá Carbón	37,3
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0		
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Transferencias de Energía Sep 2013	
Carbón	0	54	76	Total Generación (GWh)	91,3
Gas Natural	0	0	0	Total Retiros (GWh)	92,9
Hidro	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-1,60
Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-204
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	1	55	76		



GasAtacama

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Nov 2013 (US\$/MWh)	
	Oct 2013	Nov 2013	Nov 2012		
Diesel	55	176	20	Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	190,3
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0		
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Transferencias de Energía Sep 2013	
Carbón	0	0	0	Total Generación (GWh)	20,1
Gas Natural	0	3	0	Total Retiros (GWh)	17,4
Hidro	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	2,70
Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-52,1
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	55	179	20		



Suministro a clientes regulados

El precio promedio de los contratos firmados entre generadores y empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados indexado a noviembre de 2013 es de 79,40 US\$/MWh, referidos a 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 menores precios para sus clientes regulados. En contraste, actualmente CGE accede a los precios más altos en comparación con las restantes distribuidoras.

Tabla 5: Precio medio de licitación indexado a noviembre 2013 por generador en barra de suministro (Fuente: CNE, Elaboración: Systep)

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
AES Gener	81,0	5.419
Campanario	112,0	900
Colbun	85,1	6.782
Endesa	72,9	13.579
Guacolda	72,6	900
EMELDA	109,3	200
EPSA	112,9	75
Puyehue	93,4	100
Panguipulli	95,0	50
Monte Redondo	106,7	275
Precio Medio de Licitación		79,40

Tabla 6: Precio medio de licitación indexado a noviembre 2013 por distribuidora en barra de suministro (Fuente: CNE, Elaboración: Systep)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
Chilectra	64,8	12.000
Chilquinta	88,8	2.767
EMEL	73,9	2.007
CGE	103,5	7.220
SAESA	76,1	4.286
Precio Medio de Licitación		79,40

Energías Renovables No-Convencionales

Del balance de Energías Renovables No-Convencionales (ERNC) correspondiente al mes de octubre de 2013, los retiros de energía afectos a la obligación establecida en la Ley 20.257 fueron iguales a 2.978 GWh durante ese mes. Por lo tanto, la obligación vigente equivalente al 5% de dichos retiros fue igual a 149 GWh. A su vez, la generación reconocida de ERNC durante octubre fue igual a 259 GWh, es decir, un 74% mayor que la obligación.

De las inyecciones de energía ERNC del mes de octubre, la mayor parte fue generada por centrales de biomasa (42%), seguidas por centrales hidráulicas (37%) y eólicas (21%). En tanto, los generadores en base a tecnología solar representaron el 0,3% de las inyecciones ERNC del mes de octubre.

La Figura 13 muestra las inyecciones reconocidas de las empresas con mayor inyección de ERNC reconocidas, propia o contrata, en los sistemas SIC y SING durante el mes de octubre, junto con la obligación de cada empresa de acuerdo a sus respectivos retiros.

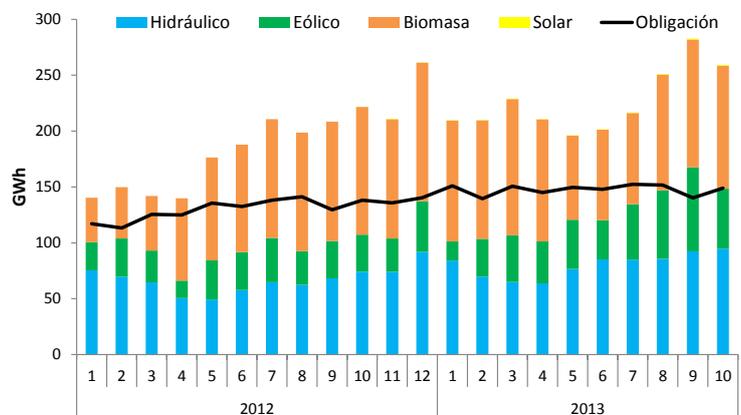


Figura 12: Generación ERNC reconocida y obligación mensual (Fuente: CDEC-SING)

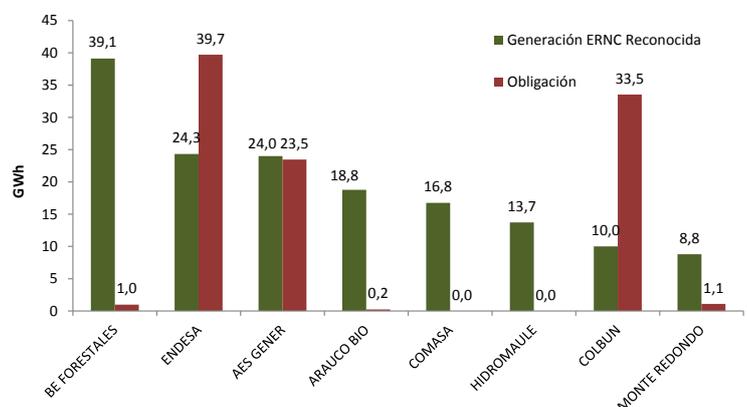


Figura 13: Generación reconocida y obligación por empresa, octubre de 2013 (Fuente: CDEC-SING)

Monitoreo regulatorio y hechos relevantes

Proyecto de Ley Concesiones Eléctricas	Proyecto de Ley Carretera Eléctrica	Proyecto de Ley Interconexión SIC-SING	Reglamento de Servicios Complementarios	Ley de Fomento a las ERNC 20/25
Proyecto aprobado. El lunes 14 de octubre se publicó en el diario oficial la Ley 20.701 que establece el nuevo procedimiento para otorgar concesiones eléctricas (ver más) .	No se registran novedades. Desde enero de 2013 se encuentra aprobada la idea de legislar. Actualmente se encuentra a la espera de ser votado en forma particular en la cámara de origen.	El 17 de diciembre la Cámara de Diputados aprobó en segundo trámite el Proyecto de Ley que permite a la autoridad promover la interconexión SIC-SING. Con esto el proyecto pasa a votación en el Senado (ver más) .	No se registran novedades. El 4 de septiembre el Panel de Expertos emitió dictámenes sobre las cinco discrepancias presentadas por las empresas respecto a los procedimientos de SSCC elaborados por los CDEC SIC y SING (ver más) .	Proyecto aprobado. El 22 de octubre se publicó en el diario oficial la Ley de Impulso a las ERNC, la cual consiste en una cuota de 20% al año 2025 para los contratos firmados después de julio de 2013 (ver más) .

SING: Adjudicación de Central Kelar [\(ver más\)](#)

Consorcio entre Kospo y Samsung C&T Corporation construirá y operará la central por 15 años.

SIC: Corte de Apelaciones de Concepción ordena paralización de central Bocamina II [\(ver más\)](#)

Licitaciones 2013-1: Endesa y Panguipulli se adjudican el 78% de la energía licitada [\(ver más\)](#) [\(ver más\)](#)

El 22% restante se declaró desierto por falta de ofertas. Precios adjudicados muy cercanos a precio techo de la licitación.

CNE: Tarifación de Sistemas de Subtransmisión [\(ver más\)](#)

El 29 de noviembre fueron publicadas las bases estudios para la determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión 2015-2018 (Resolución Exenta N° 754).

CNE: Tarifación de Sistemas Medianos [\(ver más\)](#)

El 11 de diciembre fueron publicadas las bases definitivas de los estudios para tarifación de los sistemas medianos del proceso 2014-2018 (Resolución Exenta N° 779).

Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental

En el SIC los proyectos de generación en Estudio de Impacto Ambiental (EIA) totalizan 3.876 MW en calificación, con una inversión de 7.970 MMUS\$. Destacan este mes la aprobación de las centrales hidroeléctricas El Pinar (11,5 MW, VIII Región) y Embalse Bullileo (8 MW, VII Región), así como el Parque Eólico Alena (107,5 MW, VIII Región) y la Planta de Cogeneración CMPC Tissue (21 MW, RM). Se presentaron ocho proyectos de generación: cinco proyectos solares por un total de 245 MW, dos centrales hidroeléctrica de 90 MW y 12 MW, y una central de biomasa de 20 MW.

En el SING, los proyectos en EIA suman 2.927 MW en calificación, con una inversión de 5.701 MMUS\$. Este mes destaca la aprobación del proyecto de generación a gas natural Luz Minera (760 MW, II Región), y la presentación al SEIA del proyecto de generación a gas natural Central Termoeléctrica Ttanti (1300 MW, II Región).

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	1.253	2.647	4.072	8.515
Hidráulica	996	1.909	5.451	7.388
Solar	1.528	3.261	832	2.122
Gas Natural	32	15	929	575
Geotérmica	0	0	70	330
Diesel	0	0	1.482	1.125
Biomasa/Biogás	59	137	332	620
Carbón	0	0	4.730	8.447
TOTAL	3.867	7.970	17.898	29.122

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	1.637	4.401	4.463	15.891
GNL	1.290	1.300	1.300	1.158
Eólico	0	0	1.633	3.515
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	2.927	5.701	9.639	24.886

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

diciembre2013



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.