

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

SIC y SING

Abril 2014

[Volumen 7, número 4]

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

Expansión del Sistema de Transmisión Troncal: ¿quién debe pagar por ella?

El sistema de transmisión troncal del SIC presenta altos niveles de carga en sus líneas, lo que provoca cuellos de botella en algunas regiones del país, produciendo desacoples de precios y restringiendo el desarrollo de proyectos de generación. Esto se manifiesta dramáticamente en el norte del sistema, y se ha transformado en una amenaza de mediano plazo para el adecuado suministro de varios proyectos mineros, como potencialmente para el desarrollo de nuevas energías renovables en la zona ([ver editorial de febrero 2014](#)). A pesar de las importantes mejoras que introdujo la Ley Corta I en los mecanismos de planificación de largo plazo del sistema de transmisión troncal, todavía se evidencian debilidades en su aplicación. Esto fue enfatizado por la Comisión Asesora de Desarrollo Eléctrico (CADE), con sólidas propuestas que lamentablemente no fueron consideradas.

Una situación que ejemplifica las debilidades de la regulación de la expansión de la transmisión es lo que tuvo lugar con la discrepancia presentada por Colbún al Panel de Expertos por el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal 2013 – 2014. Este Plan de Expansión incorporaba, como propuesta de la CNE, la obra “Nuevo sistema 2x500 kV, primer circuito, Nueva Charrúa – Nueva Ciruelos – Nueva Puerto Montt”. Esta fue reemplazada, vía dictamen del Panel de Expertos, por el proyecto “Línea 2x500 kV Pichirropulli – Puerto Montt, energizada en 220 kV”. Con respecto a la obra original, esta última reduce en 300 km el trazado y evita implementar subestaciones elevadoras a 500 kV.

La raíz de la discrepancia radica en distintas visiones sobre el desarrollo de la generación en la zona sur del SIC. En particular, la CNE considera un mayor número de proyectos de generación (en total 1.800 MW) que los utilizados en la Revisión 2013 del Plan de Expansión, lo cual justificaría el desarrollo del sistema de 500 kV propuesto. En contraste, Colbún argumenta que sólo se desarrollarán los proyectos en el mismo Estudio de Expansión antes referido (en total 1.015 MW). En ese contexto, el sistema propuesto por la CNE implicaría un importante grado de sobre instalación y holguras de transmisión innecesarias durante un periodo de 6 a 7 años. La cuestión de fondo en discusión es qué horizonte de planificación se debiera considerar y qué nivel de incertidumbres incorporar. Se ha avanzado mucho desde el primer estudio troncal, donde la CNE realizó una única y tímida proyección de expansión de generación, al segundo estudio, que

incorporó mayores incertidumbres a través del criterio de minimizar el máximo arrepentimiento, definiendo inversiones relevantes que están ahora en desarrollo. La pregunta es cuánto más allá se debe avanzar.

La respuesta a lo anterior no es evidente y está contaminada por el hecho que, dada la estructura de remuneración vigente de la transmisión, las decisiones de inversión en transmisión no son neutras para los agentes del sistema. Basta revisar la expansión en disputa. Si se ejecutara la obra “Nuevo sistema 2x500 kV, primer circuito, Nueva Charrúa – Nueva Ciruelos – Nueva Puerto Montt” planteada por la CNE y finalmente no entraran en servicio los proyectos de generación que justificaron su propuesta, los peajes a pagar por central Canutillar, propiedad de Colbún, serían mayores a los que pagaría con la expansión troncal propuesta por Colbún, “Línea 2x500 kV Pichirropulli – Puerto Montt, energizada en 220 kV”.

Una visión estratégica de expansión de largo plazo del sistema de transmisión puede justificar sobre instalaciones y/o holguras temporales en su desarrollo, tanto desde un punto de vista sistémico como social, pudiendo dar lugar a un sistema más rentable y robusto en el largo plazo. Generar holguras en transmisión puede efectivamente facilitar mayor competencia, con el desarrollo de nuevas centrales que en otro escenario habrían de postergarse o no desarrollarse debido a la falta de capacidad de transmisión troncal, y sobre todo al alto costo y complejidad en la obtención de permisos necesarios para el desarrollo de soluciones de transmisión particulares y dedicadas a cada proyecto. La pregunta es quién debe pagar dichas holguras.

Consciente de esta problemática, la CADE propuso nuevos conceptos base para lograr ese desarrollo estratégico. Planteó el necesario desarrollo de corredores de transmisión longitudinales y transversales, en una visión de largo plazo, con holguras socialmente rentables, holguras a ser remuneradas por la demanda, que sería finalmente la gran beneficiada por esta expansión, ya que daría lugar a mayor oferta y competencia en el mercado.

Otra alternativa sobre la mesa es la de revisar los esquemas de remuneración de la transmisión y la distribución de los pagos entre los agentes del sistema, identificando los reales beneficiados por su desarrollo y asignando a ellos una mayor contribución a su expansión.

Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis de operación del SIC

La participación de las centrales hidráulicas llegó a un 32% durante marzo de 2014, lo que es mayor a lo observado hace un año atrás donde la participación de esta tecnología llegó a un 28%. 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 marzo de 2013 (ver Figura 2).

Durante marzo pasado la participación de la generación a carbón disminuyó respecto al mes de febrero, de un 33% a un 28%, al igual que la generación en base a GNL que disminuyó de un 26% a 24% en el mismo periodo. Lo anterior fue compensado por un aumento en la participación de unidades diésel, de un 4% a un 8%, y de centrales de pasada de un 15% a un 17% (ver Figura 1).

A inicios de marzo el valor del agua embalsada (Rapel) se situó en torno a los 244 US\$/MWh, valor cercano a centrales diésel, y hacia fines del mes el valor del agua disminuyó a 185 US\$/MWh, promediando 216,5 US\$/MWh durante este periodo. Por su parte, el costo variable de San Isidro GNL promedió los 75,4 US\$/MWh y el del carbón se situó en 39,8 US\$/MWh, siendo constantes durante el mes. El costo marginal del sistema en horas de punta fue marcado por el valor del agua y unidades diésel, 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 10 US\$/MMBtu. En tanto, durante febrero 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 20,3 US\$/MMBtu.

El costo marginal en la barra Alto Jahuel 220 promedió 200 US\$/MWh. Este último valor representa un aumento de 40% respecto al mes de febrero (143 US\$/MWh) y un aumento de un 12% respecto al mes de marzo de 2013 (179 US\$/MWh).

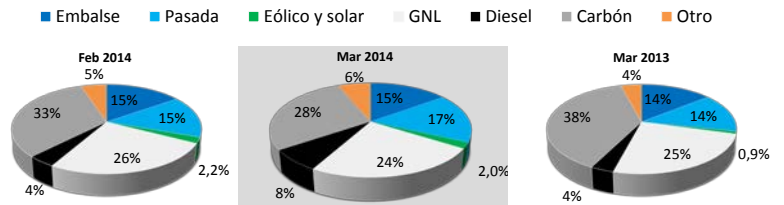


Figura 1: Energía mensual generada en el SIC (Fuente: CDEC-SIC)

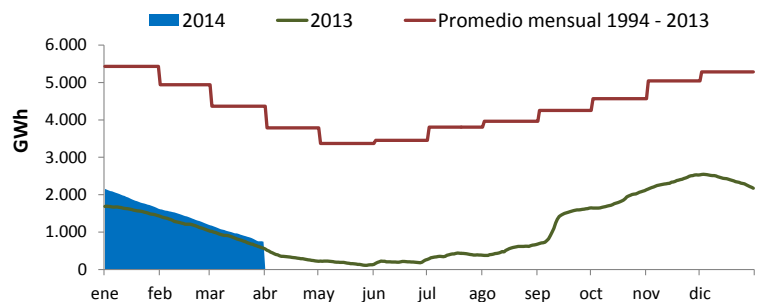


Figura 2: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE)

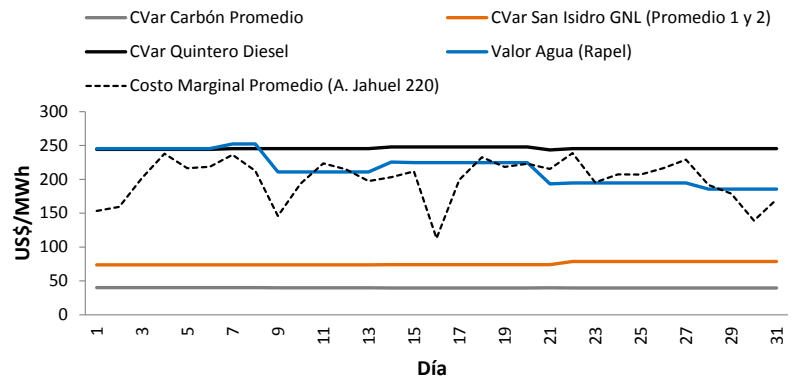


Figura 3: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de marzo (Fuente: CDEC-SIC)

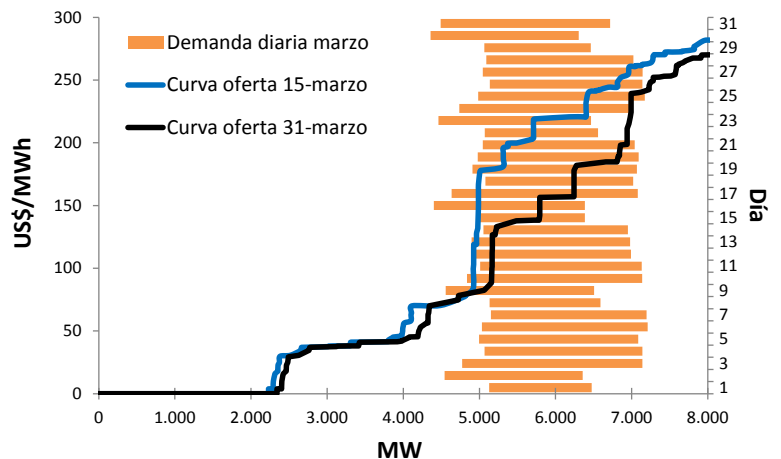


Figura 4: Demanda diaria durante marzo y curva de oferta aproximada al 15 y 31 del mismo mes (Fuente: CDEC-SIC, Elaboración: Systep)

Sistema Interconectado Central (SIC)

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

En esta proyección, y de acuerdo a las expectativas económicas, la tasa de crecimiento de la demanda para el SIC fue ajustada a la baja con respecto a las versiones anteriores de este reporte. Además en esta edición no se considera pronóstico de deshielo, dado el fin del periodo de deshielos.

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 de la entrada en servicio de esta unidad hasta el mes de septiembre de este año, podría incrementar los costos marginales promedios en la barra Alto Jahuel 220 kV en entre 10 a 30 US\$/MWh aproximadamente, en contraste con su retorno a operación desde abril del presente año.

Por otra parte, se destaca que en actualidad se encuentran en pruebas operativas alrededor de 563 MW de nueva capacidad, de los cuales 413 MW son hídricos y 150 MW solares.

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	4.2%		
	2015	4.6%		
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton (N. Ventanas)		93.9	
	Diesel US\$/Bbl (Quintero)		135.8	
	GNL US\$/MMBtu (CIF)	San Isidro (abr-mar)	6.0	12.0
		Nehuenco (abr)	0.0	0.0
		Nehuenco (may-oct)	0.0	Sin GNL
		Nehuenco (nov-mar)	0.0	0.0
		Nueva Renca (mar-abr)	22.0	Sin GNL
Nueva Renca (may-oct)	Sin GNL	Sin GNL		
Nueva Renca (nov-mar)	22.0	Sin GNL		
Disponibilidad GNL	San Isidro (abr-mar)	Total	Total	
	Nehuenco (abr)	Total	Limitada	
	Nehuenco (may-oct)	Limitada	0	
	Nehuenco (nov-mar)	Total	Limitada	
	Nueva Renca (mar-abr)	Limitada	0	
Nueva Renca (may-oct)	0	0		
Nueva Renca (nov-mar)	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)	Dev. Est. %	Promedio (US\$/MWh)	Dev. Est. %
Abr-2014 a Sep-2014	80.4	62%	118.0	41%
Oct-2014 a Mar-2015	58.2	66%	79.1	56%

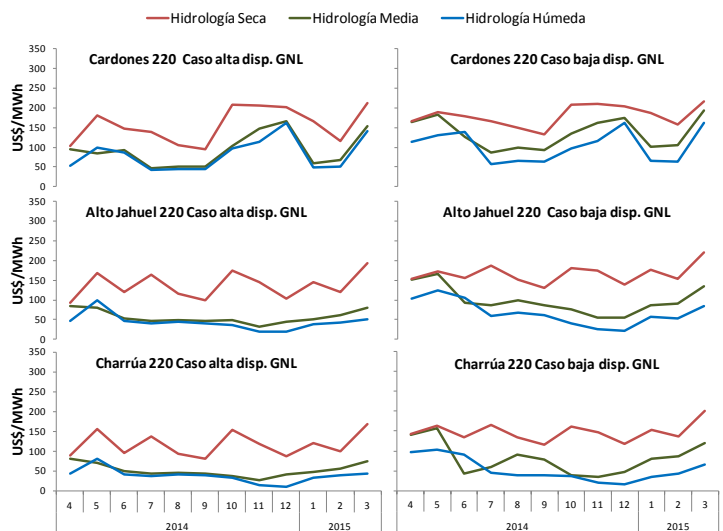


Figura 5: Proyección de costos marginal SIC por hidrología por barra (Fuente: Systep)

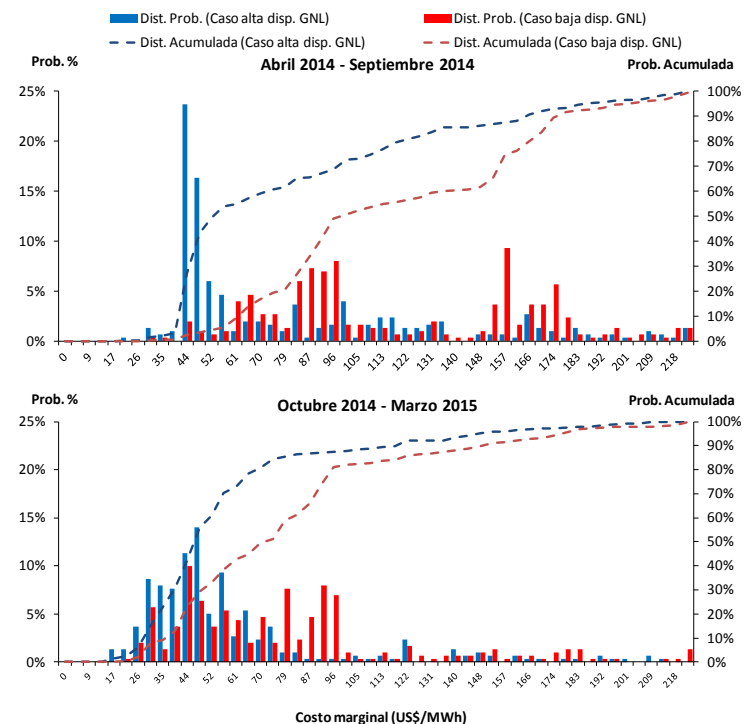


Figura 6: Distribución de probabilidad y probabilidad acumulada de proyección costos marginales proyectados, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: Systep)

Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis por empresa

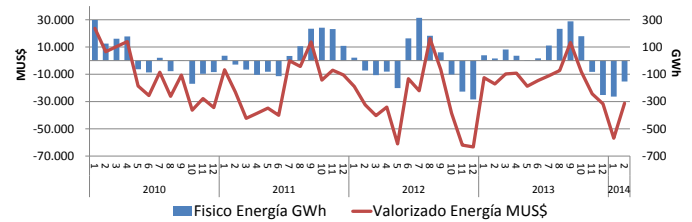
Durante el mes de marzo, Endesa aumentó su generación con GNL en sus centrales San Isidro I y II, así como en la mayoría de sus centrales de embalse. Además, en la operación de Colbún y Gener destaca el aumento de la generación eléctrica con unidades diésel. Finalmente, en el mes de marzo Gener tomó el control de la sociedad de Guacolda, sin embargo para efectos del balance se consideró a ambas empresas de forma independiente.

Endesa

	Generación por fuente GWh		
	Feb 2014	Mar 2014	Mar 2013
Pasada	225	215	229
Embalse	300	381	359
Gas	0	0	0
GNL	468	547	551
Carbón	60	82	303
Diésel	0	2	6
Eólico	13	14	11
Total	1.065	1.242	1.459

Costos Variables prom. Mar 2014 (US\$/MWh)	
Bocamina (prom. I y II)	44,2
San Isidro GNL (prom. I y II)	75,4
Taltal Diesel	244,3

Transferencias de Energía Feb 2014	
Total Generación (GWh)	1.065
Total Retiros (GWh)	1.217
Transf. Físicas (GWh)	-152,5
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-31,2

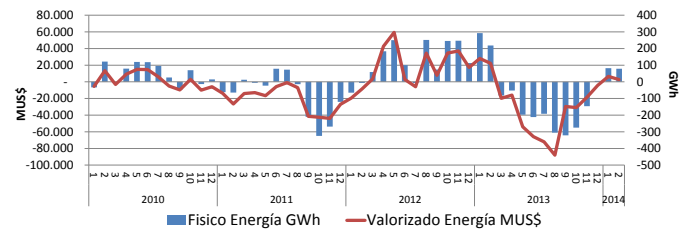


Colbún

	Generación por Fuente (GWh)		
	Feb 2014	Mar 2014	Mar 2013
Pasada	152	123	154
Embalse	171	188	146
Gas	0	0	0
GNL	439	477	389
Carbón	247	260	248
Diesel	14	72	21
Eólico	0	0	0
Total	1.023	1.121	957

Costos Variables prom. Mar 2014 (US\$/MWh)	
Santa María	37,6
Nehuenco GNL (prom. I y II)	0,0
Nehuenco Diesel (prom. I y II)	163,6

Transferencias de Energía Feb 2014	
Total Generación (GWh)	1.023
Total Retiros (GWh)	945
Transf. Físicas (GWh)	79
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	2,8

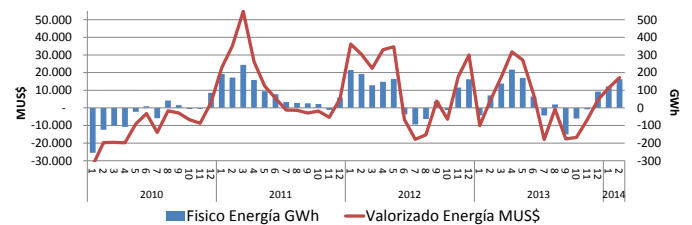


Gener (incluye Eléctrica de Santiago)

	Generación por fuente GWh		
	Feb 2014	Mar 2014	Mar 2013
Pasada	139	120	118
Embalse	0	0	0
Gas	0	0	3
GNL	34	40	81
Carbón	477	466	589
Diesel	112	157	40
Eólico	0	0	0
Otro	4	5	1
Total	765	787	833

Costos Variables prom. Mar 2014 (US\$/MWh)	
Ventanas prom. (prom. I y II)	43,3
N. Ventanas y Campiche	41,4
Nueva Renca Diesel	181,9

Transferencias de Energía Feb 2014	
Total Generación (GWh)	765
Total Retiros (GWh)	603
Transf. Físicas (GWh)	162,7
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	17,2

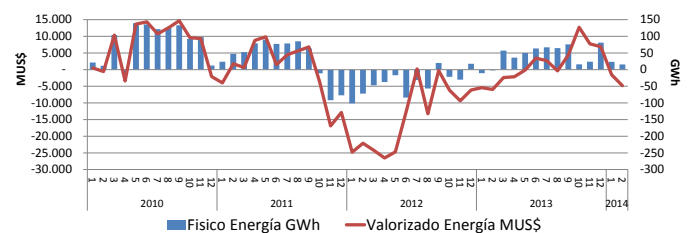


Guacolda

	Generación por Fuente (GWh)		
	Feb 2014	Mar 2014	Mar 2013
Pasada	0	0	0
Embalse	0	0	0
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	403	446	449
Diesel	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	403	446	449

Costos Variables prom. Mar 2014 (US\$/MWh)	
Guacolda I y II	38,6
Guacolda III	30,9
Guacolda IV	34,6

Transferencias de Energía Feb 2014	
Total Generación (GWh)	403
Total Retiros (GWh)	387
Transf. Físicas (GWh)	15,4
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-4,8

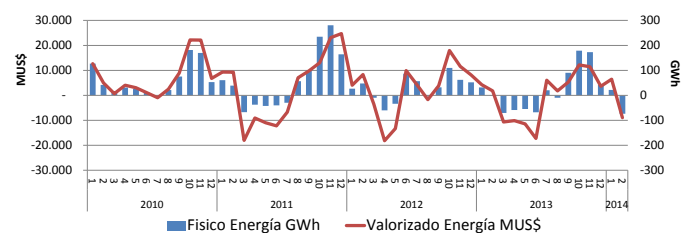


Pehuenche

	Generación por Fuente (GWh)		
	Feb 2014	Mar 2014	Mar 2013
Pasada	55	61	46
Embalse	86	92	83
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	0	0	0
Diesel	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	141	154	129

Costos Variables prom. Mar 2014 (US\$/MWh)	
Sólo centrales hidráulicas	

Transferencias de Energía Feb 2014	
Total Generación (GWh)	141
Total Retiros (GWh)	214
Transf. Físicas (GWh)	-74
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-8,9



Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis de operación del SING

La operación del SING durante el mes de marzo no presentó grandes variaciones respecto al mes anterior. La mayor participación fue en base a carbón con un 83%, secundado por la generación con GNL con un 9%. Respecto al mes de marzo de 2013 se observa una disminución en la participación del gas natural de un 13% a un 9%, siendo remplazada por generación diesel (ver Figura 7).

El precio del GNL declarado por la Central Tocopilla, fue de 9,8 US\$/MMBtu promedio en marzo, valor que aumentó desde 8,4 US\$/MMBtu promedio en febrero. De esta forma, el costo variable del GNL se ubicó por encima de los costos variables de las centrales a carbón (ver Figura 8).

Cabe destacar que este mes operó con GNL la unidad CTM3 propiedad de E-CL arrendada por Norgener, esta unidad declaró un costo de combustible de 22,56 US\$/MMBtu.

Los costos marginales en marzo fueron marcados por diésel en demanda alta y por carbón en demanda baja. El promedio mensual del costo marginal de marzo en la barra Crucero 220 fue de 73,3 US\$/MWh, lo cual representa una disminución de 25,4% respecto del mes de febrero (98,2 US\$/MWh), y un aumento de un 11% respecto de marzo de 2013 (65,8 US\$/MWh).

Por último, el valor de la RM 39, que compensa a las empresas generadoras por el sobrecosto de la operación, fue de 5,04 \$/kWh durante el mes de febrero, con lo cual si se incluye en el costo marginal promedio de ese mes resulta en un valor de 107,3 US\$/MWh.

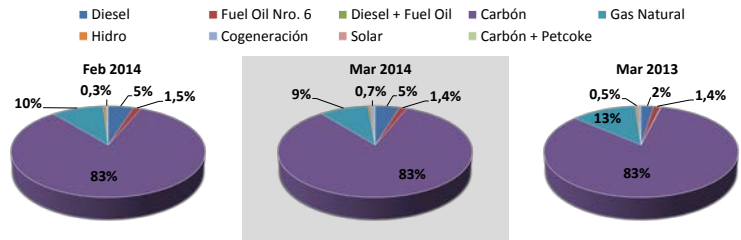


Figura 7: Energía mensual generada en el SING (Fuente: CDEC-SING)

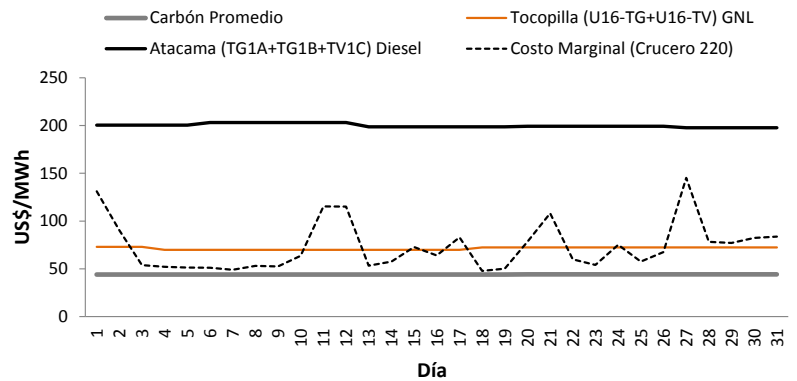


Figura 8: Principales costos variables y costo marginal diario de marzo (Fuente: CDEC-SING)

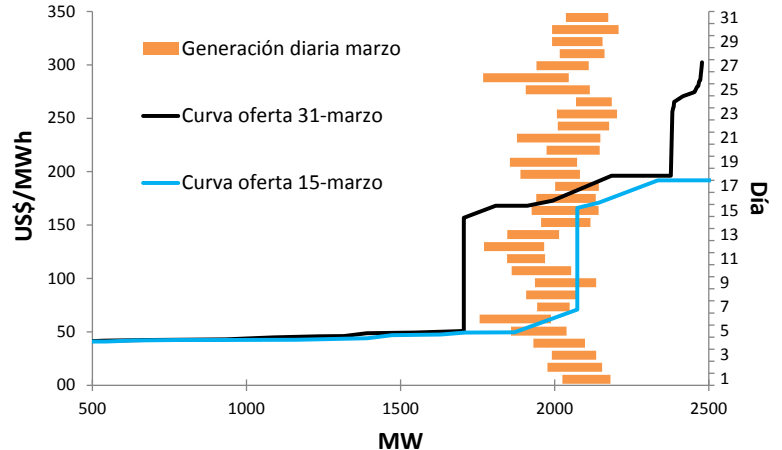


Figura 9: Generación diaria durante marzo y curva de oferta aproximada al 15 y 31 del mismo mes (Fuente: CDEC-SING, Elaboración: Systep)

Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

Para 2014 se espera un crecimiento de la demanda eléctrica del SING cercano al 13,4% 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 4 nuevos proyectos solares y la ampliación de la central solar la Huayca por un total de 93,5 MW.

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

Supuestos SING			Demanda baja	Demanda base	Demanda alta
Crecimiento demanda	2014		7.7%	13.4%	19.1%
	2015		9.6%	9.6%	9.6%
Combustible	Diesel promedio US\$/Bbl		134.8		
	Carbón US\$/Ton	Mejillones	91.9		
		Angamos	89.5		
		Tocopilla	85.4		
		Andina	96.1		
		Hornitos	104.2		
		Norgener	82.0		
Tarapacá	94.4				
GNL US\$/MMBtu (CIF)	Mejillones, Tocopilla		5,6 - 6,8		
	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 74,2 US\$/MWh, en comparación a los 102,9 US\$/MWh del escenario de demanda

base. Por otra parte, en el escenario de demanda alta el costo marginal promedio podría alcanzar 144,8 US\$/MWh.

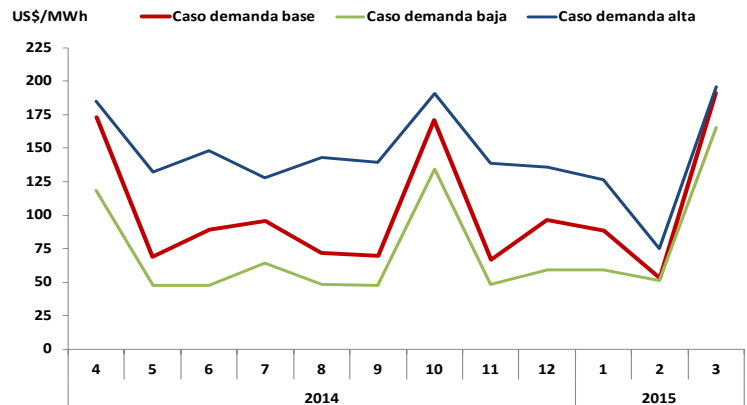


Figura 10: Proyección de costos marginal SING en barra Crucero 220 kV, para distintas condiciones de demanda. (Fuente: Systep)

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 proyección efectuada el mes anterior, se introdujeron los mantenimientos de ambas unidades de la central Angamos en los meses de abril y octubre, de acuerdo a lo programado por el CDEC-SING, lo que aumenta los costos marginales en dichos meses. En esta versión se considera que la unidad 15 de central termoeléctrica Tocopilla, desplaza su mantenimiento desde Febrero a Marzo, agregando capacidad de generación más económica para abastecer la demanda del mes Febrero 2015

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 la empresa 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.

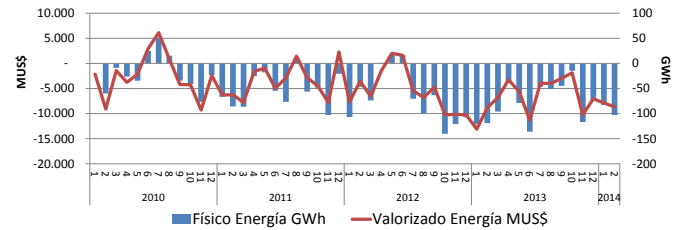
Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis por empresa

En el mes de marzo, E-CL aumentó su generación a carbón debido a que finalizó el mantenimiento mayor de la unidad U15 de la central Tocopilla. Durante este mes se inició la operación de la unidad CTM3 con GNL, que si bien esta unidad es de propiedad de E-CL actualmente es arrendada por Norgener. Finalmente, Celta continua con su operación en base a carbón y GasAtacama mantiene la operación de sus unidades sólo con combustible diesel.

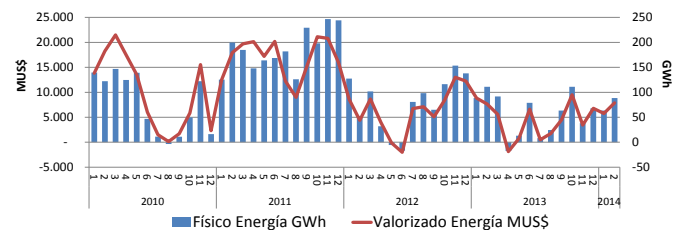
E-CL (incluye Hornitos y Andina)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Mar 2014 (US\$/MWh)	
	Feb 2014	Mar 2014	Mar 2013		
Diesel	2	3	4	Andina Carbón	46,6
Fuel Oil Nro. 6	18	21	19	Mejillones Carbón	41,6
Diesel + Fuel Oil	0	0	2	Tocopilla GNL	71,3
Carbón	492	639	583		
Gas Natural	131	102	183	Transferencias de Energía Feb 2014	
Hidro	4	5	4	Total Generación (GWh)	649
Petcoke	0	0	0	Total Retiros (GWh)	752
Carbón + Petcoke	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-102,8
Total	649	769	795	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-8.630



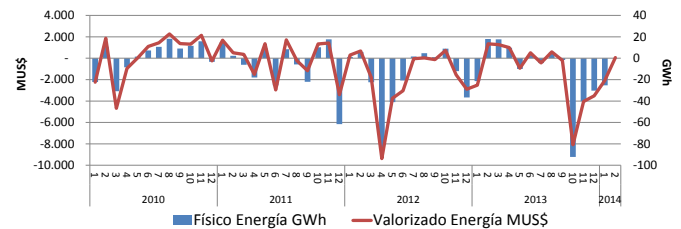
Gener (incluye Norgener y Angamos)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Mar 2014 (US\$/MWh)	
	Feb 2014	Mar 2014	Mar 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	507	490	522		
Gas Natural	0	37	0	Transferencias de Energía Feb 2014	
Hidro	0	0	0	Total Generación (GWh)	507
Petcoke	0	0	0	Total Retiros (GWh)	418
Carbón + Petcoke	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	88,4
Total	507	527	522	Transf. Valorizadas (MUS\$)	7.889



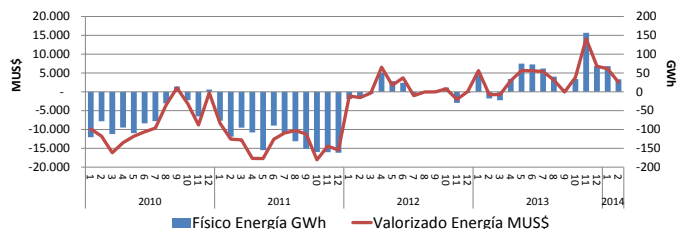
Celta

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Mar 2014 (US\$/MWh)	
	Feb 2014	Mar 2014	Mar 2013		
Diesel	0	0	0	Tarapacá Carbón	43,6
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0		
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Transferencias de Energía Feb 2014	
Carbón	85	102	101	Total Generación (GWh)	86
Gas Natural	0	0	0	Total Retiros (GWh)	86
Hidro	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	0,1
Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	66
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	86	102	101		



GasAtacama

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Mar 2014 (US\$/MWh)	
	Feb 2014	Mar 2014	Mar 2013		
Diesel	60	64	30	Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	200
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0		
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Transferencias de Energía Feb 2014	
Carbón	0	0	0	Total Generación (GWh)	60,4
Gas Natural	0	0	0	Total Retiros (GWh)	27,1
Hidro	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	33,30
Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	2.521,6
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	60	64	30		



Suministro a clientes regulados

El precio promedio de los contratos firmados entre generadores y empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados indexado a marzo de 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.

Energías Renovables No-Convencionales

Del balance de Energías Renovables No-Convencionales (ERNC) correspondiente al mes de febrero de 2014, los retiros de energía afectos a la obligación establecida en la Ley 20.257 fueron iguales a 2.844 GWh durante ese periodo. Por lo tanto, la obligación vigente equivalente al 5% de dichos retiros fue igual a 142 GWh. A su vez, la generación reconocida de ERNC durante febrero fue igual a 287 GWh, es decir, un 102% más que la obligación ERNC.

De las inyecciones de energía ERNC del mes de febrero, la mayor parte fue generada por centrales de biomasa (44%), seguidas por centrales hidráulicas (28%) y eólicas (28%). En tanto, los generadores en base a tecnología solar representaron el 0,6% de las inyecciones ERNC de ese mes.

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

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

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
AES Gener	83,7	5.419
Campanario	112,3	900
Colbun	87,0	6.782
Endesa	77,7	15.029
Guacolda	75,9	900
EMELDA	109,6	200
EPSA	113,2	75
Puyehue	93,3	150
Panguipulli	95,1	100
Monte Redondo	107,0	275
Precio Medio de Licitación	82,60	

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

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
Chilectra	69,4	13.350
Chilquinta	90,2	2.917
EMEL	80,0	2.007
CGE	105,5	7.050
SAESA	82,2	4.506
Precio Medio de Licitación	82,60	

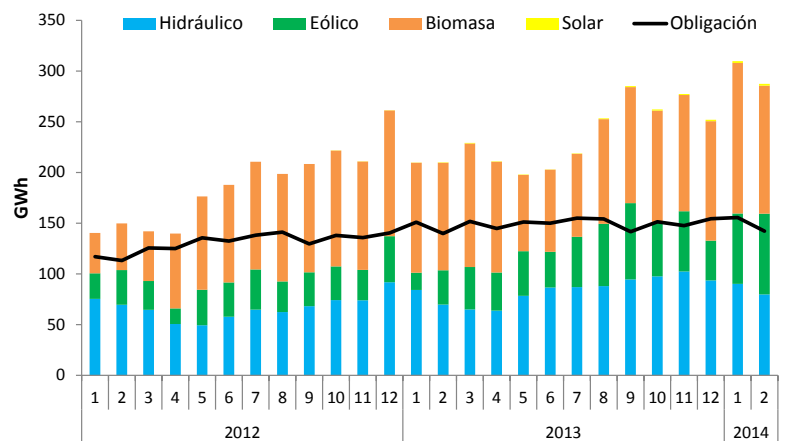


Figura 11: Generación ERNC reconocida y obligación mensual (Fuente: CDEC-SING)

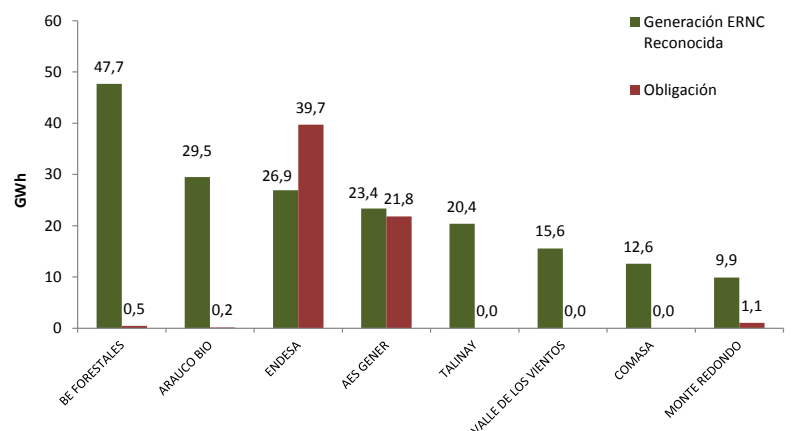


Figura 12: Generación reconocida y obligación por empresa, febrero de 2014 (Fuente: CDEC-SING)

Monitoreo regulatorio y hechos relevantes

<u>Proyecto de Ley Carretera Eléctrica</u>	<u>Proyecto de Ley Interconexión SIC-SING</u>	<u>Reglamento de Servicios Complementarios</u>
Ministro de Energía anunció que no continuará con el proyecto de Carretera Eléctrica presentado en el Gobierno anterior (ver más).	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).	Actualmente, los CDEC se encuentran redactando nuevos reglamentos relativos a los Servicios Complementarios. No se esperan novedades hasta antes de mayo de este año.

SIC: Panel de Expertos publica dictamen 3-2014 sobre plan de expansión 2013-2014 ([ver más](#))*

En resumen, el Panel de Expertos resolvió las discrepancias surgidas en torno a las siguientes obras troncales:

- Aumentar el valor de inversión referencial de la obra seccionamiento Carrera Pinto 220 kV.
- Tendido 2° circuito Línea Cardones-Diego de Almagro con seccionamiento en Carrera Pinto 220 kV.
- Aumento de capacidad Línea Maitencillo - Cardones 220 kV.
- Tendido 2° circuito Línea 2x220 kV Ciruelos - Pichirrioulli.
- Nuevo Sistema 2x500 kV, 1° circuito Nueva Charrúa - Nueva Ciruelos - Nueva Puerto Montt.

SIC: AES Gener adquiere el 50% de Guacolda ([ver más](#))

Eléctrica fue vendida por Empresas Copec e Inversiones Ultraterra, mientras que AES Gener venderá el 49,99% de las acciones a socio minoritario.

SING: Endesa compra el otro 50% de Gas Atacama en US\$ 309 millones y toma el control total ([ver más](#))

Endesa sumará cerca de 1.000 MW de capacidad de generación en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).

SIC: Entra en operación comercial Central Angostura ([ver más](#))

El proyecto de Colbún, de 316 MW, es la iniciativa hidroeléctrica de embalse más grande construida en Chile desde 2004.

*Redacción corregida el 28 de abril de 2014.

Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)

En el SIC los proyectos de generación en calificación totalizan 4.502 MW, con una inversión de 9.486 MMUS\$. Este mes se aprobó ambientalmente el proyecto Parque Solar Los Loros (53,5 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 destaca la aprobación de cuatro proyectos solares ubicados en la I región de Tarapacá por un total de 88 MW de capacidad instalada.

Cabe destacar que ningún proyecto de generación eléctrica fue admitido a tramitación ambiental durante el último mes de análisis.

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	2.236	4.800	2.092	5.053
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	4.502	9.486	19.853	33.456

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

abril2014



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.