

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

SIC y SING

Mayo 2013

[Volumen 6, número 5]

Contenido

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

Editorial

Licitaciones 2013-2014: ¿Cuáles son los desafíos?

Recientemente se han conocido a través de la prensa algunos de los elementos principales que contendría el nuevo proceso de licitaciones de suministro eléctrico de las empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados. Si bien en estos últimos días la atención se ha centrado tanto en los anuncios presidenciales en materia energética como también en las posibles consecuencias de la actual sequía sobre el sistema eléctrico, el proceso de licitaciones es de gran importancia, puesto que tiene un impacto directo en las tarifas a los clientes regulados del Sistema Interconectado Central (SIC), los que representan el 94,5% del consumo residencial total del país.

A diferencia de los anteriores procesos, se realizarían licitaciones únicas para todas las distribuidoras del SIC (grupos Chilectra, CGE, Chilquinta y SAESA). Además, se contempla realizar dos licitaciones: la primera para el suministro entre los años 2015 a 2019 por 5.000 GWh/año, lo que representa el 15,4% del consumo al año 2015, mientras que la segunda, sin especificar aún su tamaño, licitaría una mayor cantidad de energía para el suministro requerido entre los años 2020-2032. De acuerdo a lo informado, las bases de la primera licitación estarían publicadas en mayo, y se espera que su adjudicación se concrete en el mes de octubre. El segundo bloque se licitaría a fines del presente año, cuyos resultados se darían a conocer durante el 2014.

Estas medidas, junto con otras manifestadas por el sector eléctrico, estarían siendo consideradas con la intención de promover la competencia entre las generadoras: licitaciones diferenciadas de mediano y largo plazo, y ampliación de los tiempos entre adjudicación e inicio de suministro eléctrico de 3 a 5 años. Cabe destacar que también se estaría considerando una tercera licitación la cual sería de largo plazo partiendo desde el año 2015.

Para entender los desafíos que enfrenta este proceso de licitación, es fundamental analizar la posible expansión de la generación en los próximos años. Para escenarios de hidrología

media y seca (Figuras 1 y 2 respectivamente), parte del incremento de demanda de energía en el mediano plazo serían suministrados por generación utilizando GNL. En el mediano plazo las licitaciones de 5 años podrían ser insuficientes para respaldar contratos de suministro de GNL, los cuales irían desde los 10 años plazo. Ello transmite un riesgo para las empresas generadoras, las cuales evaluarían cuidadosamente su participación en las licitaciones por riesgo a quedar sobrecontratadas o verse a forzadas a operar con combustibles más caros.

En efecto, en caso de no contar con contratos de base de suministro (*Take or Pay*) que permitan un abastecimiento de largo plazo de GNL económico, la adquisición de gas a través del mercado *spot* o de oportunidad, y/o el uso de diesel como combustible conllevarían a aumentos en los precios.

Figura 1: Evolución probable del parque generador y demanda del SIC para escenario de hidrología media (1960-2010) Fuente: CNE, Systep

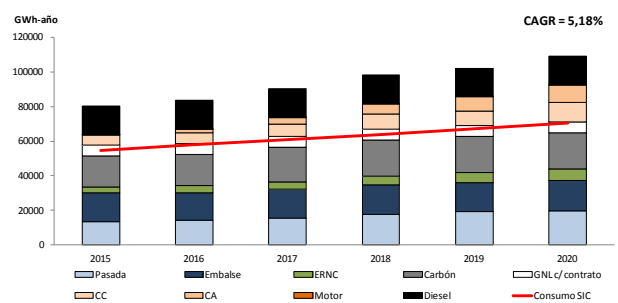
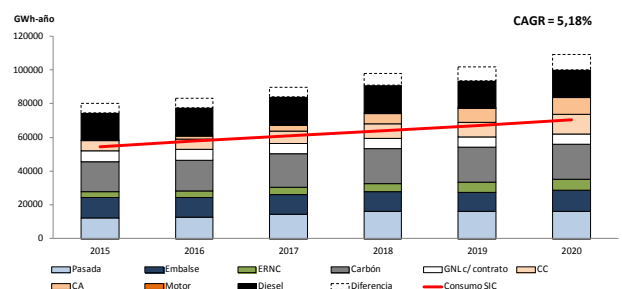


Figura 2: Evolución probable del parque generador y demanda del SIC para escenario de hidrología seca (2007-2008) Fuente: CNE, Systep



Otro elemento de riesgo es si los precios calculados a partir de los indexadores propuestos en las bases no reflejan el real costo del gas. Esto dado que el actual indexador a Henry-Hub puede no representar el lugar de origen del gas, asignando un riesgo a los contratos de largo plazo de suministro.

Una muestra de cómo las dificultades de desarrollo de la generación se traspasan al precio en los procesos de licitación de suministro es el caso de la licitación de CGE para reemplazar los contratos suscritos previamente con Campanario. Esta licitación no ha sido del todo fácil: el primer proceso de oferta, junto a su segundo llamado durante el año 2012 resultaron desiertos. Luego de aumentar la banda superior de precios en un 8,8%, el nuevo proceso se declaró parcialmente desierto. Actualmente se buscan adjudicar unos 650 GWh, para el periodo mayo-diciembre 2013 y 1.700 GWh para el año 2014, equivalentes al 85% del total de la energía licitada.

Finalmente, las empresas de proyectos ERNC también han presentado sus reparos por las barreras de entrada que presentarían las bases para el actual proceso de licitación, por cuanto las ofertas se llevarían a cabo por bloques de energía horarios y no mensuales. Los principales afectados serían los proyectos eólicos y solares, los cuales debido a la intermitencia de su generación, se verían obligados a comprar energía en el mercado spot para cumplir sus contratos. Como medida de solución han propuesto que los contratos de suministro se realicen respecto de su generación real, comprometiendo bloques mensuales y no horarios de energía. Esto podría implicar una transferencia de

riesgo por parte de las generadoras ERNC a las generadoras convencionales, pudiéndose ver reflejado en los precios despejados en las licitaciones.

Respecto de las licitaciones para el periodo 2020-2032, decisiones que se tomen hoy reflejarán la incertidumbre de la generación en el largo plazo. No está claro que las centrales hidroeléctricas y a carbón que hoy en día están sujetas a evaluación, como por ejemplo: HidroAysén (2.750 MW), Punta Alcalde (740 MW), Río Cuervo (640 MW) y Los Robles (750 MW), puedan asegurar su realización para el suministro eléctrico en el largo plazo.

¿Qué se está reflejando con todo esto? A pesar de todas las medidas que estarían siendo incorporadas en estas licitaciones, la búsqueda de precios competitivos puede verse frustrada principalmente por: la estrechez de oferta de generación en el mediano plazo, los altos precios de combustibles y acceso a contratos de suministro de gas, lentos procesos de tramitación medioambiental, y la creciente oposición ciudadana con la consiguiente judicialización de los proyectos.

De esta forma, se debiera avanzar en resolver los problemas centrales del abastecimiento futuro: las barreras a nuevas fuentes de generación de base. Por último, existe preocupación entre los generadores que si no se logra contratar toda la demanda licitada, se los obligue a abastecer dicha demanda sin contratos, herramienta ya utilizada en el pasado. Esto es especialmente preocupante para los generadores pequeños.

Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis de operación del SIC

Durante el mes de abril la participación de las fuentes hidráulicas se mantuvo en niveles minoritarios en la matriz de generación (31%), situación que se ha repetido en los últimos meses, y que se ha traducido en una condición de altos precios. La escasez hidrológica ha conducido a niveles en los embalses del SIC muy cercanos al agotamiento.

Respecto de la generación térmica por combustibles, la participación del GNL se mantuvo en los niveles de los meses anteriores dada la operación de los dos ciclos combinados de San Isidro, la unidad 1 de Nehuenco, y la operación de otras unidades a partir del GNL transferido desde la siniestrada unidad 2 de Nehuenco. El precio del GNL declarado por la central San Isidro se mantuvo en valores cercanos a 13 US\$/MMBtu, sin embargo a partir del 8 de mayo disminuyó su valor declarado a cerca de 5 US\$/MMBtu.

En tanto, la participación del carbón se mantuvo en niveles similares al mes de marzo (37%), y la participación del diesel fue de tan sólo un 2% de la matriz de generación.

Durante el mes de abril, el costo marginal del SIC promedió 172 US\$/MWh en la barra Alto Jahuel 220. Este valor representa una baja de 38,5% respecto al mes de abril de 2012 (279 US\$/MWh), diferencia que se explica fundamentalmente por la mayor oferta de generación en base a carbón. Respecto del mes de marzo, el costo marginal de abril representa una baja de 3,7% (179 US\$/MWh). Durante las horas de menor demanda, el costo marginal de abril fue determinado principalmente por ciclos combinados a GNL y centrales de embalse, y en algunos días por centrales a carbón. En tanto, durante las horas de mayor demanda el costo marginal estuvo fundamentalmente determinado por unidades diesel.

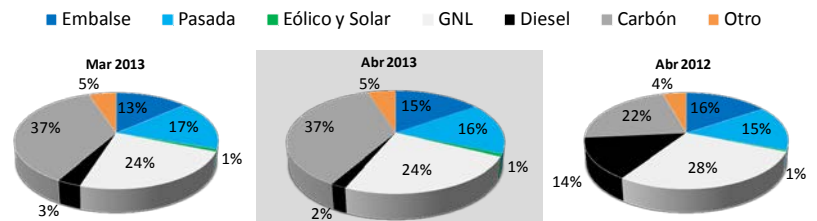


Figura 1: Energía mensual generada en el SIC (Fuente: CDEC-SIC)

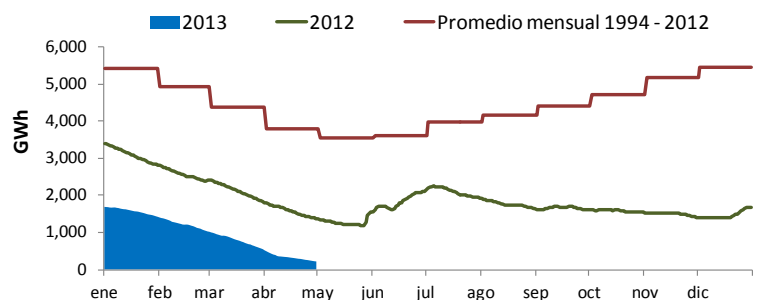


Figura 2: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE)

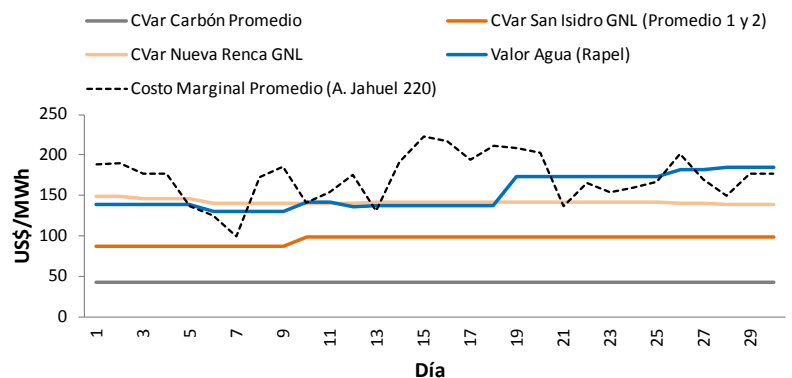


Figura 3: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de abril (Fuente: CDEC-SIC)

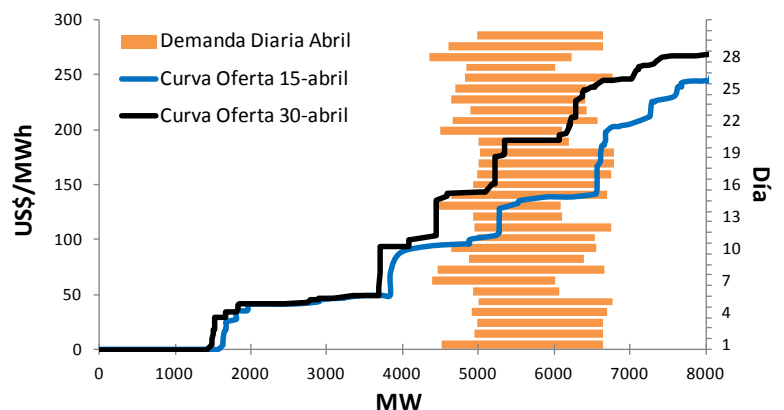


Figura 4: Demanda diaria durante abril y curva de oferta al 30 y 15 del mismo mes (Fuente: CDEC-SIC, Elaboración: Systep)

Sistema Interconectado Central (SIC)

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

La escasez hidrológica ha conducido a un nivel crítico en los embalses del SIC, lo cual mantiene una condición de altos precios spot y expone al sistema al riesgo de racionamiento en los próximos meses bajo ciertas condiciones. De acuerdo a nuestras proyecciones, en presencia de una hidrológica muy seca y la ocurrencia de una falla en una central como la unidad 1 de San Isidro, adicional a la ya siniestrada unidad 2 de Nehuencho, se verifica la posibilidad de racionamiento en el SIC. Sin embargo, dicho riesgo puede reducirse a través de ciertas medidas, por ejemplo, levantar restricciones de seguridad del sistema de transmisión entre el centro y el norte del SIC, o bien posponer algunos mantenimientos programados.

Por otra parte, además de la variabilidad hidrológica, dado que existe incertidumbre respecto del precio y los volúmenes de GNL a que acceda Endesa en los próximos meses, así como la disponibilidad efectiva de gas de otros ciclos combinados, en esta proyección se modelan dos escenarios de oferta de GNL.

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

Supuestos SIC			Caso alta disp. GNL	Caso baja disp. GNL
Crecimiento demanda	2013		5,4%	5,4%
	2014		5,3%	5,3%
	Carbón US\$/Ton (N. Ventanas)		114,1	114,1
Precios combustibles	Diesel US\$/Bbl (FOB)		93,5	93,5
	GNL	San Isidro (may)	5	12
		San Isidro (jun-abr)	5	15
		Nehuencho (may)	0	0
		Nehuencho (jun-dic)	0	Sin GNL
		Nehuencho (ene-abr)	0	19,2
		Nueva Renca (may)	19,2	19,2
		Nueva Renca (jun-abr)	19,2	Sin GNL
Disponibilidad GNL	San Isidro (may)		Total	Total
	San Isidro (jun-dic)		Limitada	Limitada
	San Isidro (ene-abr)		Total	Limitada
	Nehuencho (may)		Limitada	Limitada
	Nehuencho (jun-dic)		Limitada	0
	Nehuencho (ene-abr)		Total	Limitada
	Nueva Renca (may)		Limitada	Limitada
	Nueva Renca (jun-abr)		Limitada	0

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

Caso alta disp. GNL			Caso baja disp. GNL	
Costo Marginal Promedio 4 Meses	Promedio (US\$/MWh)	Desv. Est. %	Promedio (US\$/MWh)	Desv. Est. %
May-2013 a Ago-2013	176.1	18%	186.0	15%
Sep-2013 a Dic-2013	70.2	36%	94.8	25%
Ene-2014 a Abr-2014	94.7	26%	165.0	11%

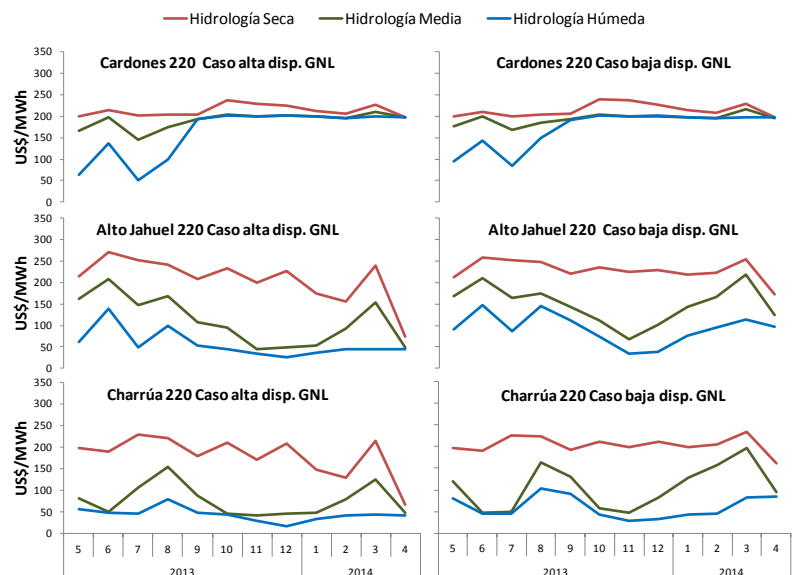


Figura 5: Proyección de costos marginal SIC por hidrología por barra (Fuente: Systep)

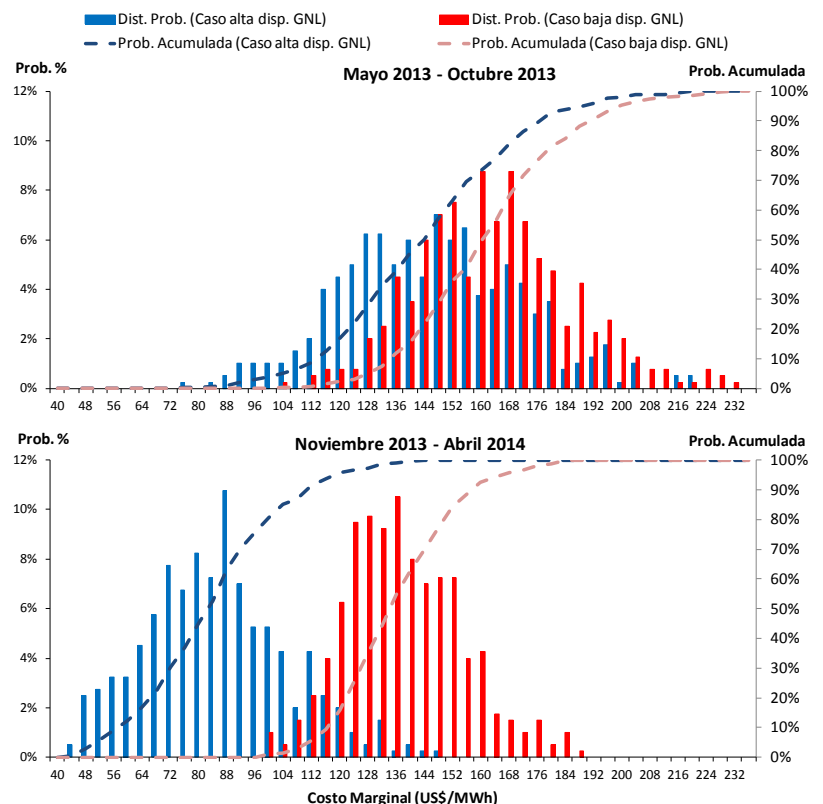


Figura 6: Distribución de probabilidad y probabilidad acumulada de proyección de costo marginal, promedio 6 meses SIC, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: Systep)

Sistema Interconectado Central (SIC)

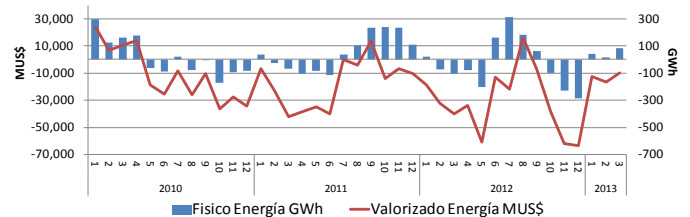
Análisis por empresa

La central Nehuenco de Colbún mantuvo en marzo la operación a GNL de la unidad 1 a costo variable nulo, en tanto la unidad 2 se espera se mantenga en falla hasta el mes de julio. El 8 de mayo Endesa disminuyó el precio del GNL declarado para la central San Isidro de 11 a 5 US\$/MMBtu. La central Nueva Renca operó en base a GNL durante abril.

Endesa

	Generación por Fuente (GWh)		
	Mar 2013	Abr 2013	Abr 2012
Pasada	229	202	204
Embalse	359	318	350
Gas	0	0	0
GNL	551	506	594
Carbón	303	275	91
Diésel	6	5	9
Eólico	13	9	7
Total	1.462	1.315	1.255

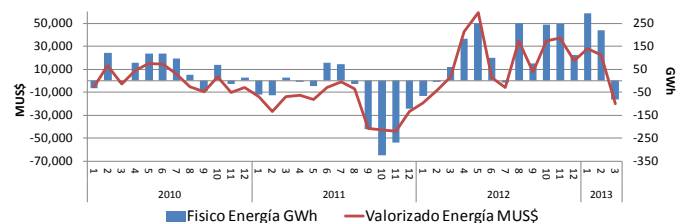
Costos Variables prom. Abr 2013 (US\$/MWh)	
Bocamina (prom. I y II)	44,4
San Isidro GNL (prom. I y II)	95,2
Taltal Diesel	244,3
Transferencias de Energía Mar 2013	
Total Generación (GWh)	1.462
Total Retiros (GWh)	1.379
Transf. Físicas (GWh)	82,26
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-9,70



Colbún

	Generación por Fuente (GWh)		
	Mar 2013	Abr 2013	Abr 2012
Pasada	154	179	142
Embalse	146	234	168
Gas	0	0	0
GNL	389	285	230
Carbón	248	235	39
Diésel	21	23	343
Eólico	0	0	0
Total	957	956	921

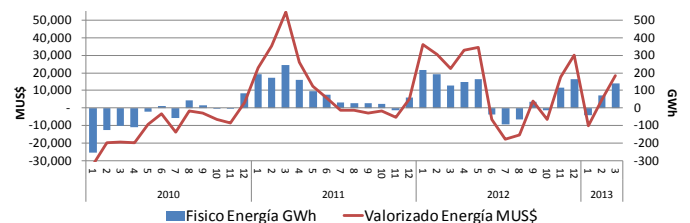
Costos Variables prom. Abr 2013 (US\$/MWh)	
Santa María	41,3
Nehuenco GNL I y II	0
Candelaria GNL I y II	0
Transferencias de Energía Mar 2013	
Total Generación (GWh)	957
Total Retiros (GWh)	1.040
Transf. Físicas (GWh)	-82
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-19,9



Gener (incluye Eléctrica de Santiago)

	Generación por Fuente (GWh)		
	Mar 2013	Abr 2013	Abr 2012
Pasada	118	87	84
Embalse	0	0	0
Gas	3	0	0
GNL	81	192	235
Carbón	589	575	317
Diésel	40	2	33
Eólico	0	0	0
Otro	1	3	8
Total	833	859	677

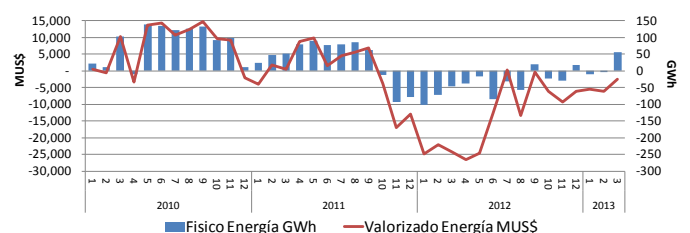
Costos Variables prom. Abr 2013 (US\$/MWh)	
Ventanas prom. (prom. I y II)	48,0
N. Ventanas y Campiche	48,9
Nueva Renca GNL	141,9
Transferencias de Energía Mar 2013	
Total Generación (GWh)	833
Total Retiros (GWh)	693
Transf. Físicas (GWh)	140,6
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	18,27



Guacolda

	Generación por Fuente (GWh)		
	Mar 2013	Abr 2013	Abr 2012
Pasada	0	0	0
Embalse	0	0	0
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	449	426	401
Diésel	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	449	426	401

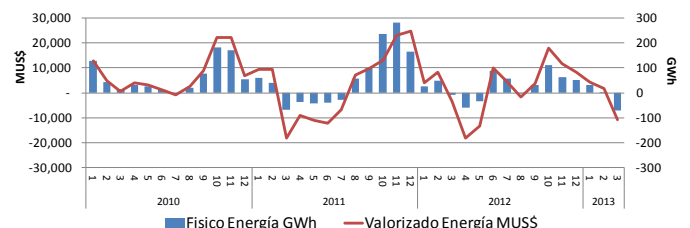
Costos Variables prom. Abr 2013 (US\$/MWh)	
Guacolda I y II	41,5
Guacolda III	29,6
Guacolda IV	34,6
Transferencias de Energía Mar 2013	
Total Generación (GWh)	449
Total Retiros (GWh)	392
Transf. Físicas (GWh)	57
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-2,4



Pehuenche

	Generación por Fuente (GWh)		
	Mar 2013	Abr 2013	Abr 2012
Pasada	46	50	51
Embalse	83	75	78
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	0	0	0
Diésel	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	129	125	129

Costos Variables prom. Abr 2013 (US\$/MWh)	
Sólo centrales hidráulicas	
Transferencias de Energía Mar 2013	
Total Generación (GWh)	129
Total Retiros (GWh)	200
Transf. Físicas (GWh)	-70,27
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-10,65



Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis de operación del SING

La operación del SING durante abril se caracterizó por una menor participación de las centrales a carbón en comparación con el mes de marzo, causado en buena parte por el mantenimiento de 23 días de la unidad 2 de la central Angamos. Por otra parte, la participación del GNL en la matriz de generación fue de un 10%, menor al 13% del mes de marzo. Las centrales que generaron en base a GNL fueron las unidades CTM-3 y U-16 de E-Cl. El precio declarado del GNL se mantuvo cercano a 6 US\$/MMBtu, ubicando los costos variables de esta fuente en valores cercanos a los de las centrales carboneras. Con lo anterior, la generación en base a diesel tuvo una participación de 6%, siendo significativamente mayor que el mes anterior (2%).

El costo marginal durante abril se ubicó principalmente en torno a los costos variables del carbón y el GNL, y ocasionalmente en torno al costo variable de unidades diesel durante las horas de punta. El promedio mensual del costo marginal de abril en la barra Crucero 220 fue de 82,1 US\$/MWh, lo cual representa un alza de 24,7% respecto del mes de marzo (65,8 US\$/MWh), y una reducción de un 26,8% respecto de abril de 2012 (112,2 US\$/MWh).

En tanto, el valor de la RM39 durante el mes de marzo fue de 8,0 US\$/MWh, con lo cual si se incluye en el costo marginal promedio de ese mes resulta en un valor de 73,8 US\$/MWh.

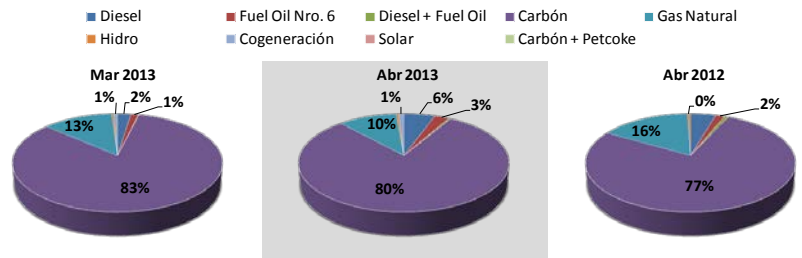


Figura 7: Energía mensual generada en el SING (Fuente: CDEC-SING)

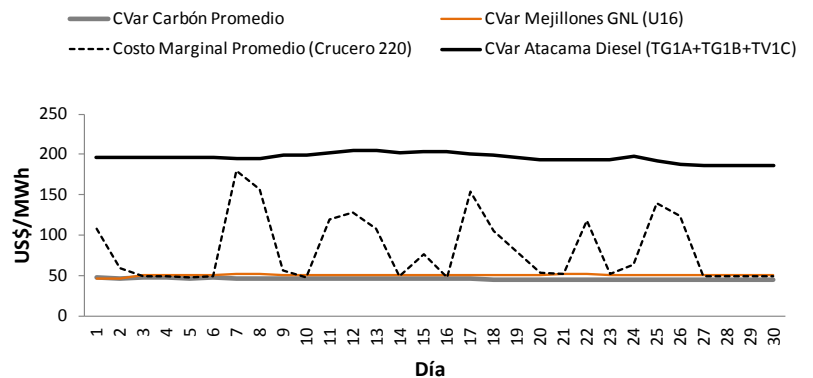


Figura 8: Principales costos variables y costo marginal diario de abril (Fuente: CDEC-SING)

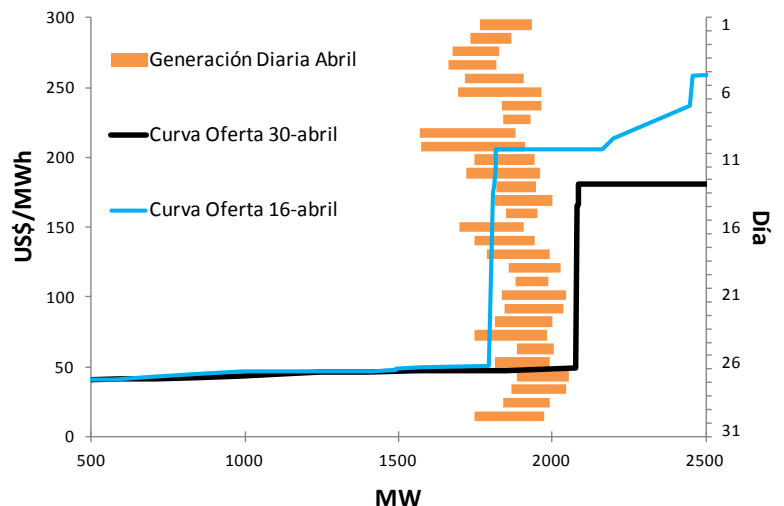


Figura 9: Generación diaria durante abril y curva de oferta al 30 y 16 del mismo mes (Fuente: CDEC-SING, Elaboración: Systep)

Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

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

Para abordar la incertidumbre asociada a los niveles de demanda, en esta proyección se simulan 3 casos con distintos niveles de demanda. Se considera un crecimiento de la demanda base, elaborado a partir de las expectativas informadas por los grandes clientes, y dos casos adicionales: demanda baja y demanda alta.

Respecto del parque generador, dentro de los próximos 12 meses se espera la puesta en operación tres proyectos solares por un total de 58,5 MW, y otros 2,5 MW de unidades diesel. Se estima que la entrada en operación del parque eólico Valle de los Vientos (90 MW) se desplaza al mes de julio del 2014.

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

Supuestos SING		Demanda baja	Demanda base	Demanda alta
Crecimiento demanda	2013	11.1%	11.7%	12.3%
	Diesel promedio US\$/Bbl		134.3	
	Carbón US\$/Ton	Mejillones		88.7
		Angamos		95.9
		Tocopilla		88.6
		Andina		92.4
		Hornitos		96.1
		Norgener		94.8
		Tarapacá		93.3
	GNL US\$/MMBtu (CIF)	Mejillones		5.5
		Atacama		Sin GNL
		Tocopilla		Sin GNL
		Salta		No Considerado
Disponibilidad GNL	U16		Limitada	Limitada
	CTM3		Limitada	Limitada
	Otros		0	0

Los resultados de la proyección muestran que bajo una condición de demanda baja el costo marginal promedio asciende a los 96,4 US\$/MWh, en comparación a los 140,6 US\$/MWh del escenario de demanda base. Por otra parte, en el escenario de demanda alta el costo marginal promedio podría alcanzar los 166,7 US\$/MWh.

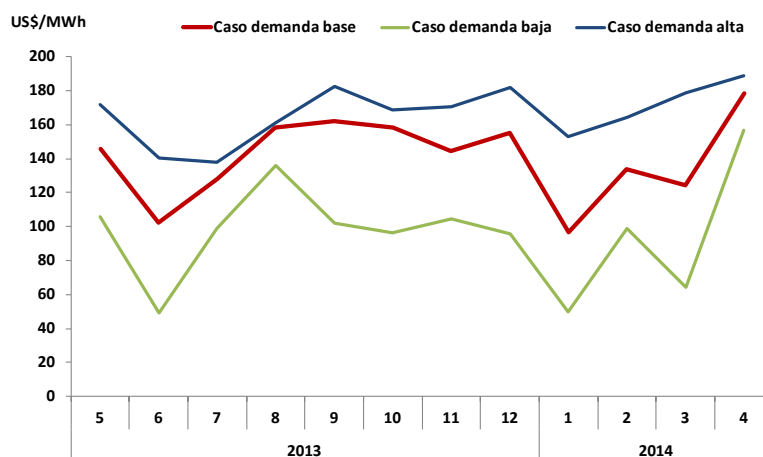


Figura 10: Proyección de costos marginal SING para la barra Crucero 220 kV, para distintas condiciones de demanda. (Fuente: Systep)

Notar que esta proyección es el resultado de la simulación del despacho económico de carga del SING, en donde el costo marginal corresponde al costo variable de unidad más cara en operación. No se considera la aplicación de toda la normativa legal vigente: Procedimiento de Cálculo del Costo Marginal (CDEC-SING), Resoluciones Ministeriales y otros. Por lo tanto, los costos marginales proyectados podrían estar sobrestimados respecto de los costos marginales finalmente utilizados en las transferencias de energía en el CDEC.

Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

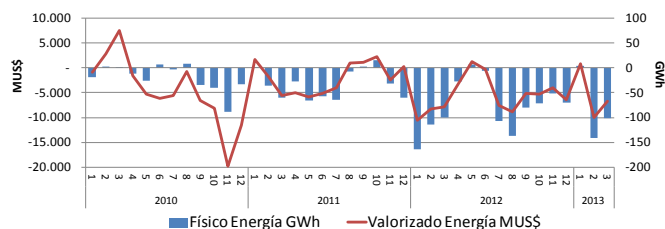
Análisis por empresa

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

E-CL

	Generación por Fuente (GWh)		
	Mar 2013	Abr 2013	Abr 2012
Diesel	2	2	3
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0
Diesel + Fuel Oil	2	5	10
Carbón	418	373	425
Gas Natural	7	30	15
Hidro	4	3	4
Carbón + Petcoke	0	0	0
Total	432	414	458

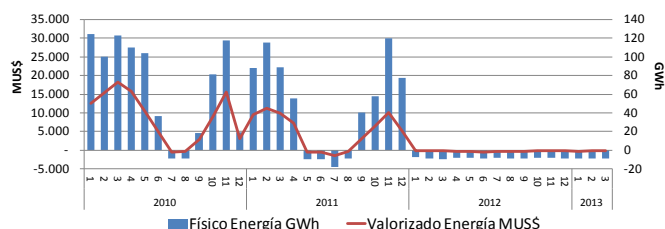
Costos Variables prom. Abr 2013 (US\$/MWh)	
Andina Carbón	46,8
Mejillones Carbón	40,8
Mejillones GNL	50,5
Transferencias de Energía Mar 2013	
Total Generación (GWh)	432
Total Retiros (GWh)	533
Transf. Físicas (GWh)	-102
Transf. Valorizadas (MUS\$)	-6.769



Gener

	Generación por Fuente (GWh)		
	Mar 2013	Abr 2013	Abr 2012
Diesel	0	0	0
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0
Diesel + Fuel Oil	0	0	0
Carbón	325	212	230
Gas Natural	0	0	0
Hidro	0	0	0
Carbón + Petcoke	0	0	0
Total	325	212	230

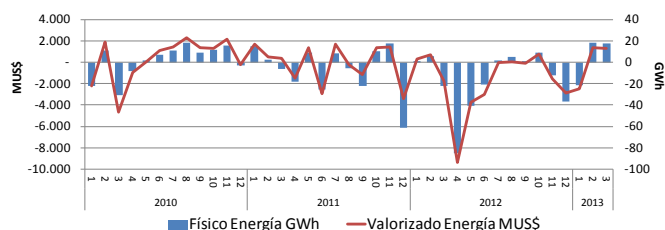
Costos Variables prom. Abr 2013 (US\$/MWh)	
Angamos (prom. 1 y 2)	48,4
Transferencias de Energía Mar 2013	
Total Generación (GWh)	325
Total Retiros (GWh)	334
Transf. Físicas (GWh)	-9
Transf. Valorizadas (MUS\$)	-84,9



Celta

	Generación por Fuente (GWh)		
	Mar 2013	Abr 2013	Abr 2012
Diesel	0	0	0
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0
Diesel + Fuel Oil	0	0	0
Carbón	101	66	0
Gas Natural	0	0	0
Hidro	0	0	0
Carbón + Petcoke	0	0	0
Total	101	66	0

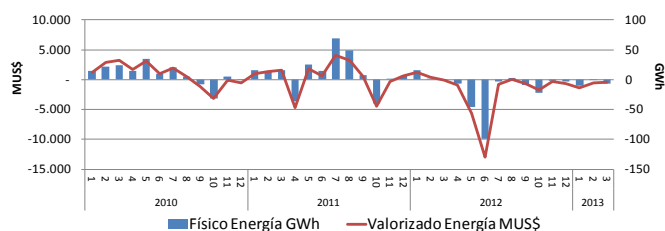
Costos Variables prom. Abr 2013 (US\$/MWh)	
Tarapacá Carbón	43,0
Transferencias de Energía Mar 2013	
Total Generación (GWh)	101
Total Retiros (GWh)	84
Transf. Físicas (GWh)	18
Transf. Valorizadas (MUS\$)	602,6



NorGener

	Generación por Fuente (GWh)		
	Mar 2013	Abr 2013	Abr 2012
Diesel	0	0	0
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0
Diesel + Fuel Oil	0	0	0
Carbón	197	171	191
Gas Natural	0	0	0
Hidro	0	0	0
Carbón + Petcoke	0	0	0
Total	197	171	191

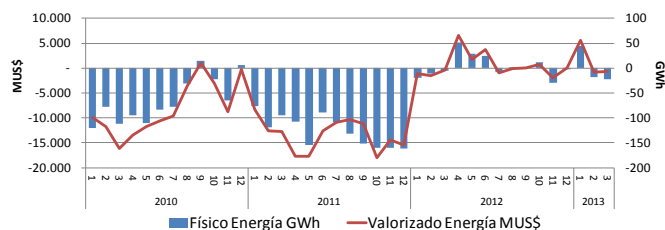
Costos Variables prom. Abr 2013 (US\$/MWh)	
NTO Carbón (prom. 1 y 2)	42,7
Transferencias de Energía Mar 2013	
Total Generación (GWh)	197,1
Total Retiros (GWh)	203,8
Transf. Físicas (GWh)	-6,7
Transf. Valorizadas (MUS\$)	-222,1



GasAtacama

	Generación por Fuente (GWh)		
	Mar 2013	Abr 2013	Abr 2012
Diesel	29,7	68,1	55,4
Fuel Oil Nro. 6	0,0	0,0	0,0
Diesel + Fuel Oil	0,0	0,0	0,0
Carbón	0,0	0,0	0,0
Gas Natural	0,0	0,0	47,2
Hidro	0,0	0,0	0,0
Carbón + Petcoke	0,0	0,0	0,0
Total	29,7	68,1	102,7

Costos Variables prom. Abr 2013 (US\$/MWh)	
Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	196,0
Transferencias de Energía Mar 2013	
Total Generación (GWh)	30
Total Retiros (GWh)	52
Transf. Físicas (GWh)	-23
Transf. Valorizadas (MUS\$)	-346,4



Suministro a clientes regulados

El precio promedio de los contratos firmados entre generadores y empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados indexado a abril de 2013 es de 79,96 US\$/MWh, referidos a la barra de suministro. En la Tabla 5 se muestran los precios de licitación promedios por empresa generadora. En la Tabla 6 se muestran los precios de licitación promedios por empresa distribuidora, en las barras de suministro correspondientes.

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

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

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación	Energía Contratada
	US\$/MWh	GWh/año
AES Gener	83,2	5.419
Campanario	111,0	900
Colbun	86,6	6.782
Endesa	72,3	13.579
Guacolda	75,4	900
EMELDA	108,3	200
EPSA	111,8	75
Puyehue	92,2	100
Panguipulli	93,8	50
Monte Redondo	105,7	275

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

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación	Energía Contratada
	US\$/MWh	GWh/año
Chilectra	64,5	12.000
Chilquinta	88,4	2.767
EMEL	78,8	2.007
CGE	103,2	7.220
SAESA	79,1	4.286
Precio Medio de Licitación		79,96

Energías Renovables No-Convencionales

Del balance de Energías Renovables No-Convencionales (ERNC) correspondiente al mes de marzo de 2013, los retiros de energía afectos a la obligación establecida en la Ley 20.257 fueron iguales a 3.009 GWh durante ese mes. Por lo tanto, la obligación vigente equivalente al 5% de dichos retiros fue igual a 150,5 GWh. A su vez, la generación reconocida de ERNC durante marzo fue igual a 219,4 GWh, es decir, un 46% mayor que la obligación.

De las inyecciones de energía ERNC del mes de marzo, la mayor parte fue generada por centrales en base a biomasa (54,3%), seguido de centrales hidráulicas (29,4%) y eólicas (16,0%). En tanto, los generadores en base a tecnología solar representaron el 0,2% de las inyecciones ERNC del mes de marzo.

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

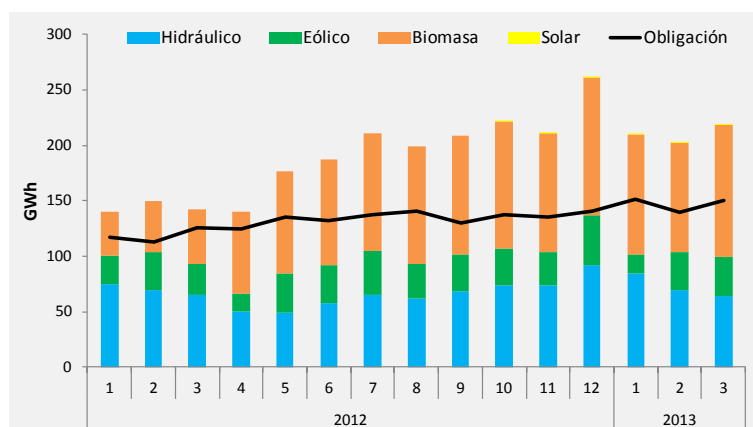


Figura 11: Generación ERNC reconocida y obligación mensual (Fuente: CDEC-SING)

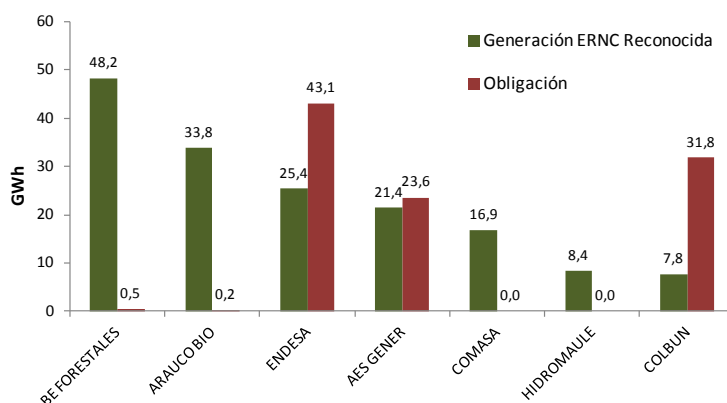


Figura 12: Generación reconocida y obligación por empresa, marzo 2013 (Fuente: CDEC-SING)

Monitoreo regulatorio y hechos relevantes

<u>Proyecto de Ley Concesiones Eléctricas</u>	<u>Proyecto de Ley Carretera Eléctrica</u>	<u>Interconexión SIC-SING</u>	<u>Concesiones de Energía Geotérmica</u>	<u>Ley 20/20</u>
Se retrasó votación en particular en segundo trámite legislativo. Se votaría en la sesión del 2 de junio (ver mas) .	Actualmente en Primer trámite legislativo. Gobierno quitó urgencia al proyecto. Se encuentra a la espera de la votación de la idea de legislar (ver mas) .	El 21 de mayo el Presidente de la República Sebastián Piñera anunció que durante junio el Gobierno iniciará trámite de Proyecto de Ley que modifica la Ley General de Servicios Eléctricos para viabilizar interconexión de los sistemas SIC y SING (ver mas) .	El viernes 8 de marzo fue publicado en el diario oficial el decreto que aprueba el nuevo reglamento para la aplicación de la ley N°19.657 sobre concesiones de energía geotérmica, y deroga el decreto N° 32, de 2004, del Ministerio de Energía (ver mas) .	El 24 de mayo la Comisión de Minería y Energía de la Cámara de Diputados aprobó en general el Proyecto de Ley 2020 en el segundo trámite legislativo. (ver mas)

Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental

En el SIC los proyectos de generación en estudio de impacto ambiental totalizan 3.980 MW en calificación, con una inversión de 7.435 MMUS\$. Destacan este mes la aprobación del proyecto solar "Genpac Fotovoltaico" (14 MW – III región), el proyecto en base a combustible diesel "Central Andes Generación" (30 MW – III región) y el proyecto "Planta de Cogeneración" (50 MW – RM región). Además, fue presentado el proyecto minihidráulico "Central Hidroeléctrica de Pasada Cóndor" (5,4 MW – IX región).

En el SING, en tanto, los proyectos en estudio de impacto ambiental totalizan 2.486 MW en calificación, con una inversión de 6.304 MMUS\$. Destaca este mes la aprobación de 8 proyectos de generación solar por un total de 778 MW, y la aprobación de 2 proyectos de energía eólica por un total de 175 MW. Además, se presentó al SEIA el "Proyecto Alfa Solar" (280 MW – II región) y el proyecto "Optimización Parque Eólico Quillagua" (100 MW – II región).

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

Tabla 7: Proyectos de generación en calificación de estudio de impacto ambiental en el SIC (Fuente: SEIA)

Tipo de Combustible	En calificación		Aprobados	
	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)
Eólico	1.835	3.615	2.993	6.457
Hidráulica	1.496	2.264	4.767	6.548
Solar	519	1.164	275	869
Gas Natural	32	15	929	575
Geotérmica	70	330	0	0
Diesel	0	0	1.476	1.122
Biomasa/Biogás	28	47	311	593
Carbón	0	0	4.730	8.447
TOTAL	3.980	7.435	15.481	24.611

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	1.121	4.966	3.379	10.997
GNL	1.300	1.158	0	0
Eólico	65	180	1.667	3.538
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	2.486	6.304	7.289	18.857

Descargue las estadísticas del Reporte Systep y del sector eléctrico desde nuestro sitio web.

- Datos de la operación
- Precios
- Resumen por empresa
- Suministro a clientes regulados
- Datos de infraestructura

www.systep.cl

mayo2013



Contáctenos para mayor información:

Teléfono +56 2 2232 0510

Fax +56 2 2232 2637

reporte@systep.cl

www.systep.cl

Don Carlos 2939, Of. 1007

Las Condes, Santiago, Chile. 7550171

Rodrigo Jiménez B. | Gerente General

rjimenez@systep.cl

Pablo Lecaros V. | Subgerente de Mercado
Eléctrico y Regulación

plecaros@systep.cl

Pablo Jiménez P. | Líder de Proyectos

pjimenez@systep.cl

©Systep 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 Systep 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 Systep, 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 Systep, los cuales podrán o no estar sujetos a discusión. Systep 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 Systep. Se autoriza la reproducción parcial o total de este informe sujeta a que se cite como fuente a Systep.