

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

SIC y SING

Julio 2015

[Volumen 8, número 7]

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

Nueva Ley de Transmisión Eléctrica

En el marco de la Agenda Energética, el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía han liderado un proceso de elaboración de un proyecto de Ley de Transmisión Eléctrica en el que participaron diferentes agentes del mercado, universidades y ONGs¹. El nuevo proyecto de ley busca ajustar la actual regulación de la transmisión para lograr un mejor desarrollo competitivo del mercado eléctrico. El proyecto incorporará ajustes en materias de planificación, definición de trazados para los principales sistemas de transmisión, desarrollo de la subtransmisión, remuneración del sistema, e incorporación del concepto de polos de desarrollo. Además define un nuevo coordinador del sistema, que reemplazará a los actuales CDECs.

En materia de planificación, el proyecto propone una planificación eficiente que oriente el desarrollo del sistema de forma sustentable en el largo plazo, considerando distintos niveles de riesgos y escenarios energéticos. Para esto se dispone la realización de estudios de planificación energética a largo plazo (30 años) que se desarrollarían cada 5 años por el Ministerio de Energía, además de estudios anuales de mediano plazo (20 años) y estudios de corto plazo (10 años), realizados por la Comisión Nacional de Energía, todos con el objetivo de definir lineamientos de largo plazo para obtener una expansión de la transmisión que sea sustentable y a la vez fomente la competitividad en el mercado de generación.

La nueva planificación incorpora criterios de evaluación que buscan generar condiciones que faciliten la competencia, entre ellas holguras en la transmisión, económicamente adaptadas, para otorgar flexibilidad al sistema, disminuir costos de operación, permitir la integración de generación aislada al mercado y mitigar el problema recurrente en Chile de los cuellos de botella en transmisión. Las holguras se alcanzan como los promotores de la oferta y la competencia, además de entregar una mejor capacidad de respuesta frente a riesgos y escenarios desadaptados. De la mano con la programación a largo plazo, se propone un proceso de planificación dinámico anual donde se contemplen expansiones de nuevas obras y ampliaciones. En este punto es fundamental que la ley acote los objetivos de cada estudio anual, en el interés de mantener los objetivos de largo plazo.

Un concepto nuevo incorporado en el proceso de planificación energética de largo plazo es el de identificar áreas donde puedan existir polos de desarrollo de generación, cuyo aprovechamiento, usando un único sistema de transmisión, resulte económica y socialmente eficiente. Esto es de particular interés para grupos de generadores competitivos que se encuentren aislados y que a nivel individual no puedan costear una línea dedicada. En este contexto se define un nuevo segmento del sistema de transmisión, el Sistema de Transmisión para Polos de Desarrollo.

Con respecto a los otros segmentos de transmisión, se presentan varios cambios en el de Subtransmisión (renombrado como Sistema de Transmisión Zonal) cuyo plan de expansión ahora es vinculante y alineado con el plan de expansión general del Sistema Eléctrico Nacional (actual Sistema de Transmisión Troncal).

En el diseño actual de la ley, originado en la ley corta 1, el ganador de la licitación de un nuevo proyecto de transmisión debe definir el trazado definitivo de la solución y encargarse de imponer las servidumbres correspondientes. Una novedad del proyecto de ley es que introduce cambios en este esquema, incluyendo al Estado, vía Ministerio, en la definición de una franja territorial preliminar vía Evaluación Ambiental Estratégica (EAE), considerando aspectos ambientales, territoriales, ciudadanos, técnicos y económicos en el trazado de las líneas. Se espera que este nuevo planteamiento de trazados logre franjas de transmisión más sustentables desde un punto de vista social. No es materia de esta ley agilizar la negociación de las servidumbres entre el licitante y los dueños de los predios, que si fuera el objetivo de la ley de concesiones eléctricas del año 2013.

En materia de remuneración, el proyecto de ley reconoce que el sistema actual de peajes es complejo, introduciendo muchas incertidumbres a los inversionistas en generación. Es un esquema que, con la transmisión, busca lograr bajos precios y confiabilidad para la demanda, pero es mayormente pagado por los generadores. El proyecto de ley innova en este aspecto proponiendo un cargo único de transmisión (estampillado), el cual será pagado mayoritariamente por la demanda, en línea con la experiencia internacional en esta materia.

De la mano con las reformas mencionadas, se propone la creación de un Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional (CISEN) encargado de la coordinación del conjunto de instalaciones del sistema eléctrico nacional. El CISEN se presenta como una persona jurídica de derecho público, sin fines de lucro e independiente de la administración del Estado, no siéndole aplicables disposiciones dictadas para el sector público, salvo expresa mención.

En conjunto, el proyecto de Ley de Transmisión Eléctrica busca responder a una situación del mercado eléctrico nacional donde interesa levantar importantes barreras de entrada para nuevos actores en generación e incrementar la oferta y la competencia, reduciendo los precios al consumidor final. No obstante lo anterior y las mejoras propuestas, la magnitud y complejidad de los cambios avizoran una extensa discusión en el Congreso, con espacios aún para la incorporación de perfeccionamientos a los esquemas propuestos.

¹<http://www.cne.cl/estudios/presentaciones/1023-nueva-ley-de-transmision-electrica>

Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis de operación del SIC

En el mes de junio la operación del SIC se caracterizó por una participación hídrica de un 36%, mayor a la del mes anterior que fue de un 30% y menor a la de junio de 2014 donde fue de un 41%. En tanto, la participación de GNL disminuyó de un 28% a un 22% respecto al mes anterior, mientras que la participación a carbón subió de un 26% a un 30% (ver Figura 1).

Durante el mes junio una serie de unidades estuvieron en mantenimiento mayor entre las que destacan Guacolda 1 (152 MW), Antuco (320 MW) y La Confluencia U2 (83 MW). Cabe mencionar que la central Bocamina II (350 MW) fue despacha durante el mes de junio, poniendo fin a la paralización iniciada en el mes de diciembre de 2013, lo cual se suma al despacho de la central Bocamina I que se encuentra inyectando energía al sistema desde el mes pasado.

En tanto, la energía embalsada en el SIC se mantiene en niveles históricamente bajos, pero por sobre los niveles de energía almacenada a igual fecha del año pasado (ver Figura 2).

Durante junio la central San Isidro operó sus dos ciclos combinados con GNL, a un precio promedio declarado de 9,86 US\$/MMBtu. Por su parte, Nehuenco I y II operaron con GNL y costo variable nulo. En tanto, la central Nueva Renca perteneciente a AES Gener pero arrendada por Endesa operó con un precio GNL declarado de 15,34 US\$/MMBtu.

En junio el costo marginal del SIC fue determinado en un principio por centrales de embalse, hasta la entrada de Bocamina II, donde el costo marginal fue marcado por centrales térmicas (ver Figura 3).

Finalmente, el costo marginal de junio promedió 91,1 US\$/MWh en la barra Alto Jahuel 220, lo cual es un 46,2% menor respecto al mes de mayo de 2015 (169,3 US\$/MWh), y 48,1% menor respecto a junio de 2014 (175,4 US\$/MWh).

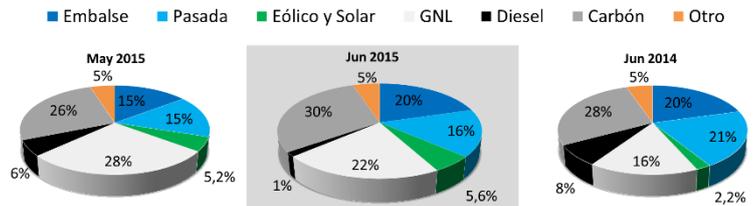


Figura 1: Energía mensual generada en el SIC (Fuente: CDEC-SIC)

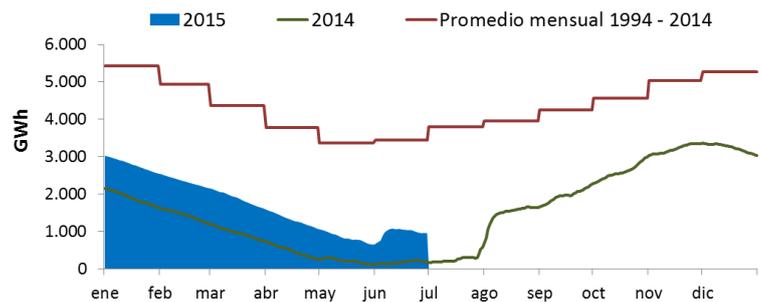


Figura 2: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE – CDEC SIC).

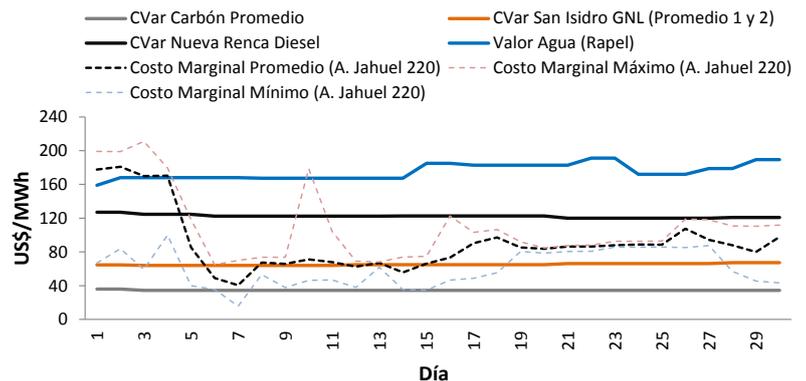


Figura 3: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de junio (Fuente: CDEC-SIC)

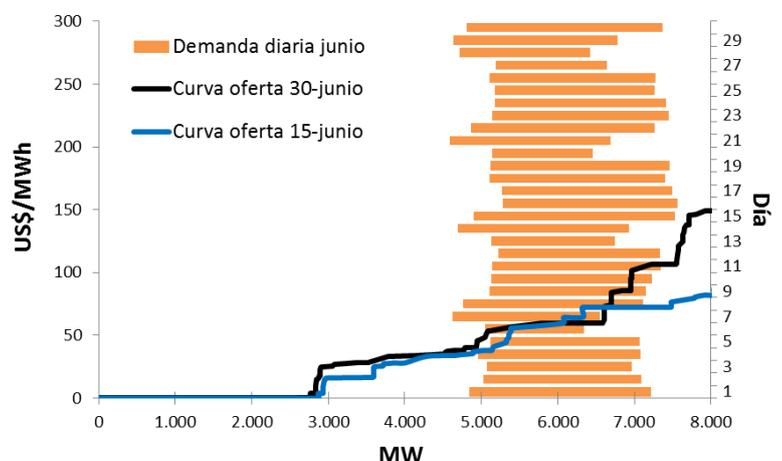


Figura 4: Demanda diaria durante junio y curva de oferta aproximada al 15 y 30 del mismo mes (Fuente: CDEC-SIC, Elaboración: Systep)

Sistema Interconectado Central (SIC)

Proyección System de costos marginales a 12 meses

Para el año 2015 se proyectan condiciones de operación especiales en el SIC: durante los meses anteriores las centrales Bocamina I y II comenzaron su sincronización al sistema, por lo que se ha modelado su entrada en operación comercial en el mes de julio. Además la central San Isidro se encuentra operando con capacidad limitada debido a problemas técnicos, por lo que Endesa arrendó a AES Gener la central Nueva Renca para quemar los excedentes de gas natural, situación que se ha considerado también para el mes de julio.

No obstante, no existe certeza que estas consideraciones ocurran exactamente como se han modelado, así como la posible entrada de nuevos proyectos ERNC y el posible retraso de obras de transmisión podrían modificar los costos marginales proyectados. Además, se ha realizado una actualización de la demanda a partir de lo publicado por el CDEC-SIC en el programa de operación de 12 meses del mes de julio.

Para los próximos 12 meses se espera la entrada en operación de 749,4 MW de nueva capacidad renovable, de los cuales 140 MW son solares, 15 MW eólicos, 101,4 MW hídricos, y 55 MW de biomasa.

Tabla 1: Supuestos proyección de costos marginales a 12 meses System (Fuente: System)

Supuestos SIC			Caso alta disp. GNL	Caso baja disp. GNL
Crecimiento demanda	2015		2,7%	
	2016		4,1%	
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton (N. Ventanas)		73,3	
	Diesel US\$/Bbl (Quintero)		89,3	
	GNL US\$/MMBtu (CIF)	San Isidro	6,0	12,0
		Nehuenco	0,0	0,0
Disponibilidad GNL	Nueva Renca (*)		6,0	12,0
	San Isidro		Completa	Limitada
	Nehuenco (Jul15 - Ago15)		Completa	Limitada
	Nehuenco (Sep15 - Oct16)		0	0
	Nehuenco (Nov15 - Abr16)		Completa	Limitada
Nehuenco (May15 - Jun16)		0	0	
Nueva Renca (*) (Jul15 - Jun16)		0	0	

(*): Nueva Renca se encuentra bajo un contrato de arrendamiento con Endesa.

Tabla 2: 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. %
Abr-2015 a Sep-2015	52,37	25,87	60,51	28,36
Oct-2015 a Mar-2016	60,92	19,07	81,00	23,81

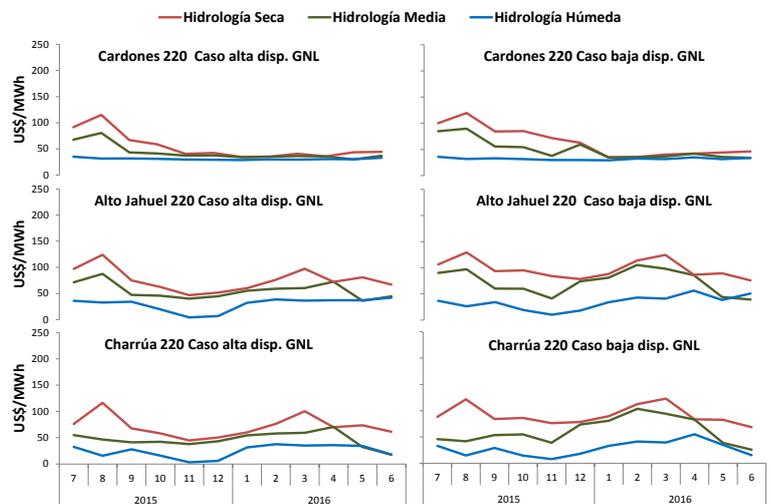


Figura 5: Proyección de costos marginal SIC por hidrología por barra (Fuente: System)

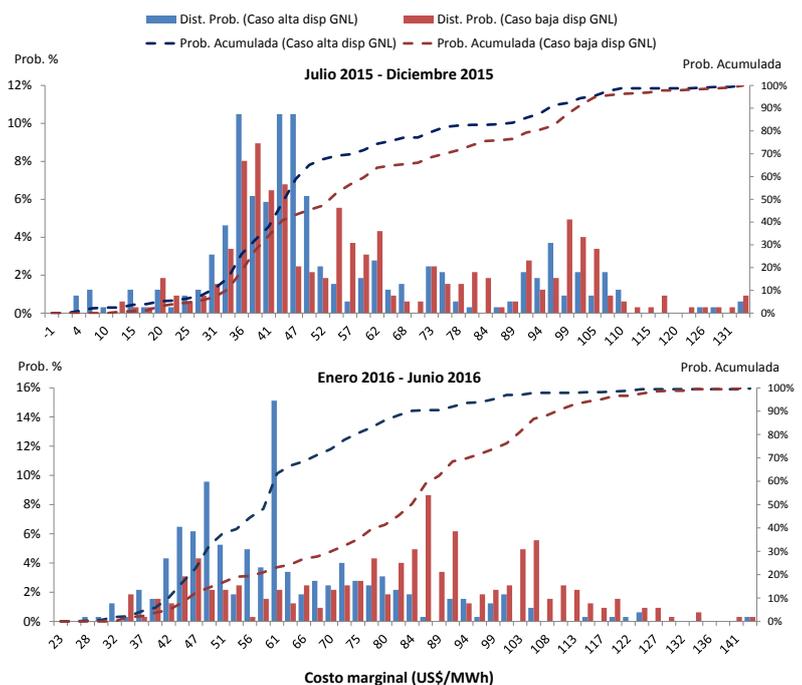


Figura 6: Distribución de probabilidad y probabilidad acumulada de proyección de costos marginales proyectados, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: System)

Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis por empresa

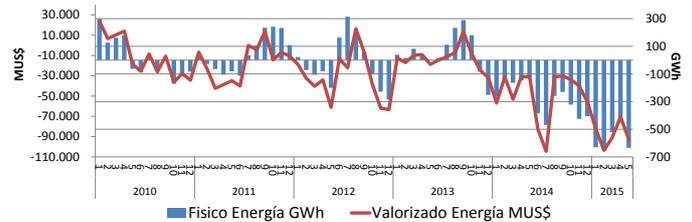
En junio, Endesa presentó un aumento de su generación a carbón producto de la operación de las centrales Bocamina I y II. La generación hidráulica de Colbún aumentó por mayor disponibilidad de este recurso. Por otra parte, AES Gener aumentó su generación a carbón debido a disponibilidad de la central Ventanas 2. En tanto Guacolda y Pehuenches mantienen su participación con centrales a carbón e hidráulicas respectivamente.

Endesa

	Generación por fuente GWh		
	May 2015	Jun 2015	Jun 2014
Pasada	187	182	179
Embalse	272	485	429
Gas	0	0	0
GNL	528	396	482
Carbón	21	195	61
Diésel	15	2	32
Eólico	7	14	9
Total	1.031	1.274	1.193

Costos Variables prom. Jun 2015 (US\$/MWh)	
Bocamina (prom. I y II)	47,0
San Isidro GNL (prom. I y II)	65,1
Taltal Diesel	244,3

Transferencias de Energía May 2015	
Total Generación (GWh)	1.031
Total Retiros (GWh)	1.665
Transf. Físicas (GWh)	-634,0
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-93,0

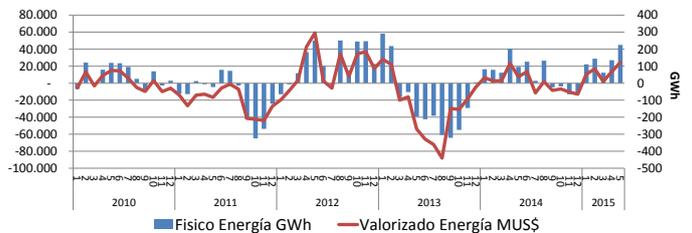


Colbún

	Generación por Fuente (GWh)		
	May 2015	Jun 2015	Jun 2014
Pasada	175	165	185
Embalse	278	327	383
Gas	0	0	0
GNL	424	374	182
Carbón	267	206	261
Diesel	59	8	176
Eólico	0	0	0
Total	1.203	1.079	1.188

Costos Variables prom. Jun 2015 (US\$/MWh)	
Santa María	33,9
Nehuenco GNL (prom. I y II)	0
Nehuenco Diesel (prom. I y II)	120,6

Transferencias de Energía May 2015	
Total Generación (GWh)	1.203
Total Retiros (GWh)	978
Transf. Físicas (GWh)	225
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	24,3

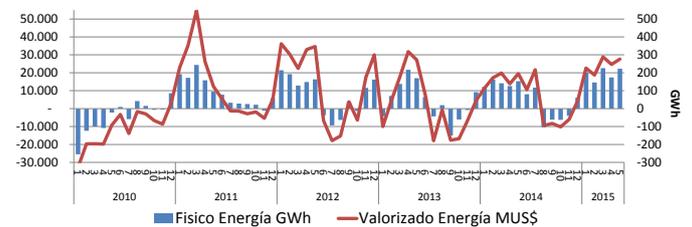


AES Gener (incluye Eléctrica de Santiago)

	Generación por fuente GWh		
	May 2015	Jun 2015	Jun 2014
Pasada	72	60	67
Embalse	0	0	0
Gas	0	0	0
GNL	246	189	73
Carbón	535	594	575
Diesel	28	7	67
Eólico	0	0	0
Otro	4	3	1
Total	885	852	783

Costos Variables prom. Jun 2015 (US\$/MWh)	
Ventanas prom. (prom. I y II)	36,8
N. Ventanas y Campiche	34,0
Nueva Renca GNL	73,2

Transferencias de Energía May 2015	
Total Generación (GWh)	885
Total Retiros (GWh)	663
Transf. Físicas (GWh)	222,3
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	27,6

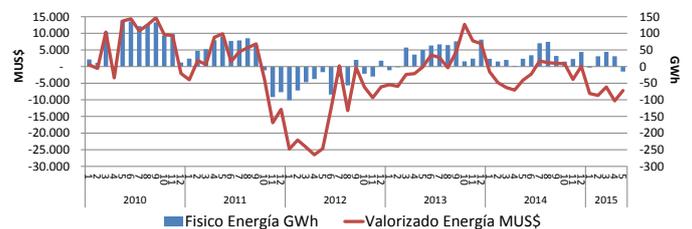


Guacolda

	Generación por Fuente (GWh)		
	May 2015	Jun 2015	Jun 2014
Pasada	0	0	0
Embalse	0	0	0
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	323	331	381
Diesel	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	323	331	381

Costos Variables prom. Jun 2015 (US\$/MWh)	
Guacolda I y II	28,1
Guacolda III	25,7
Guacolda IV	28,3

Transferencias de Energía May 2015	
Total Generación (GWh)	323
Total Retiros (GWh)	338
Transf. Físicas (GWh)	-15,0
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-7,2

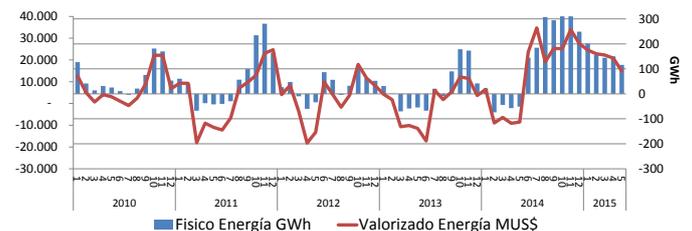


Pehuenche

	Generación por Fuente (GWh)		
	May 2015	Jun 2015	Jun 2014
Pasada	50	19	29
Embalse	91	97	138
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	0	0	0
Diesel	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	140	116	167

Costos Variables prom. Jun 2015 (US\$/MWh)	
Sólo centrales hidráulicas	

Transferencias de Energía May 2015	
Total Generación (GWh)	140
Total Retiros (GWh)	24
Transf. Físicas (GWh)	116
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	14,9



Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis de operación del SING

La operación del SING presentó un aumento en la participación de GNL de un 10% en mayo a un 14% en junio, debido a la mayor generación de CTM3 (251 MW) de E-CL. En tanto, aumentó la participación de la generación diesel de un 10% a un 12%, principalmente por la operación de GasAtacama. Mientras que la generación a carbón disminuyó de un 76% en mayo a un 71% en junio, por el mantenimiento mayor de Angamos 1 (272 MW) de AES Gener (ver Figura 7).

La mayor generación de GasAtacama con combustible diesel se debe a los trabajos que se efectuaron en el sistema de transmisión el mes pasado, que obligaron a la operación fuera de mérito de esta central.

El precio del GNL declarado por la unidad Tocopilla de E-CL fue de 4,7 US\$/MMBtu promedio en junio. De este modo, el costo variable del GNL de E-CL se ubicó levemente por encima de los costos variables promedio del carbón (ver Figura 8). Además, la unidad CTM3 arrendada por AES Gener operó con un costo declarado de GNL de 14,5 US\$/MMBtu.

Los costos marginales de junio en demanda baja fueron marcados por el carbón, mientras que en demanda alta la tecnología marginal fue básicamente diesel. El promedio mensual del costo marginal de junio en la barra Crucero 220 fue de 72,9 US\$/MWh, lo cual representa un aumento del 57,0% respecto del mes de mayo (46,4 US\$/MWh), y una disminución de un 14,1% respecto a junio de 2014 (84,8 US\$/MWh).

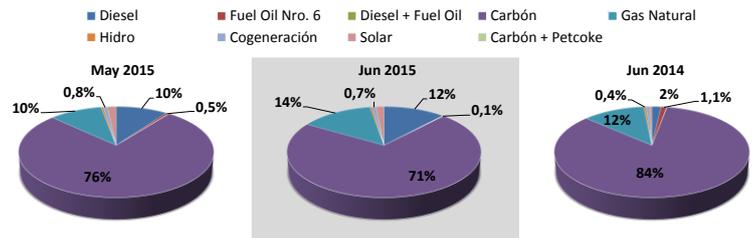


Figura 7: Energía mensual generada en el SING (Fuente: CDEC-SING)

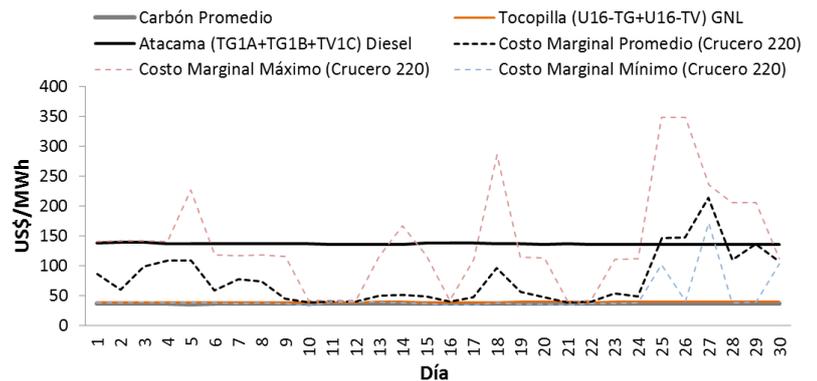


Figura 8: Principales costos variables y costo marginal diario de junio (Fuente: CDEC-SING)

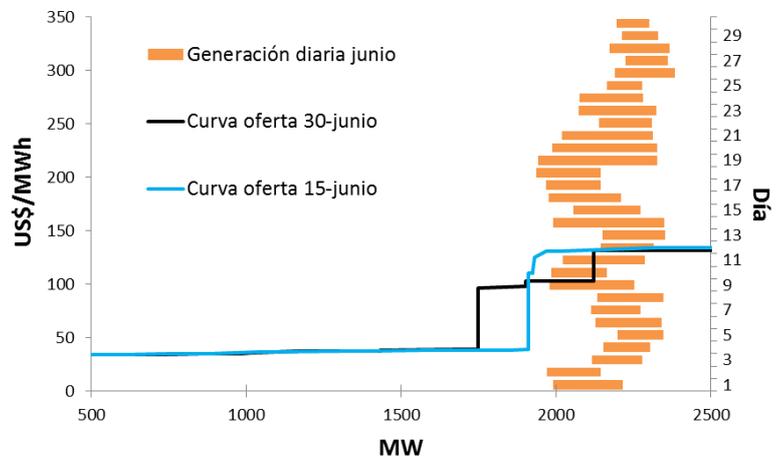


Figura 9: Generación diaria durante junio y curva de oferta aproximada al 15 y 30 del mismo mes (Fuente: CDEC-SING, Elaboración: Systep)

Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

En base a lo informado por los grandes consumidores del SING, para 2015 se espera un crecimiento anual de la demanda eléctrica cercano al 13,2%, impulsado por la continuación de la toma de carga de proyectos importantes como Sierra Gorda (110 MW), y por la conexión de nuevos proyectos industriales como OGP1 (161 MW) y EWS (209 MW) de Minera Escondida, entre otros. Sin embargo, existe incertidumbre respecto del cumplimiento efectivo de las condiciones de demanda esperadas, situación que en el pasado ha conducido a sobrestimaciones en las proyecciones de demanda informadas por las empresas.

Para abordar esta incertidumbre asociada a la estimación de demanda, Systep considera para esta proyección 3 escenarios distintos de demanda. Se considera un crecimiento de la demanda base, elaborado a partir de las expectativas informadas por los grandes clientes, y dos casos adicionales: demanda baja y demanda alta.

Respecto del parque generador, dentro de los próximos 12 meses se espera la puesta en operación de 8 proyectos solares por un total de 301 MW, de los cuales 77 MW entrarían en la segunda mitad del 2015. También se espera la entrada en operación de la central Cochrane I en la primera parte del 2016.

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

Supuestos SING		Demanda baja	Demanda base	Demanda alta	
Crecimiento demanda	2015	8,2%	13,2%	18,2%	
	2016	3,5%	3,5%	3,5%	
Combustible	Diesel promedio US\$/Bbl		88,42		
	Carbón US\$/Ton	Mejillones	72,8		
		Angamos	76,0		
		Tocopilla	67,9		
		Andina	73,9		
		Hornitos	73,9		
		Norgener	79,8		
	Tarapacá	73,1			
GNL US\$/MMBtu (CIF)	Mejillones, Tocopilla	4,7 - 6,5			
	Atacama	Sin GNL			
	Salta	No Considerado			
Disponibilidad GNL	U16	Limitada			
	CTM3	Limitada			
	Otros	Sin GNL			

Los resultados de la proyección muestran que bajo una condición de demanda baja, el costo marginal promedio anual alcanza los 50,7 US\$/MWh, en comparación a los 63,8 US\$/MWh del escenario de demanda base. Por otra parte, en el escenario de demanda alta, el costo marginal promedio anual podría alcanzar 74,1 US\$/MWh.

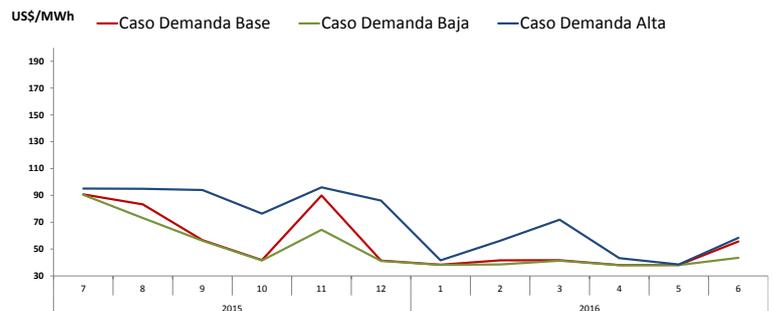


Figura 10: Proyección de costos marginal SING en barra Cruceiro 220 kV, para distintas condiciones de demanda. (Fuente: Systep)

La proyección de costos marginales es altamente sensible a los mantenimientos considerados para las unidades generadoras. Para su simulación se consideró el programa de mantenimiento mayor para el 2015 publicado por el CDEC-SING, vigente desde el 1 de mayo. En este ámbito, la proyección efectuada no presenta variaciones con respecto a la realizada en el mes anterior.

Por otra parte, en esta proyección se ha considerado una disponibilidad de GNL basada en la declarada por las empresas para el año 2015, lo cual podría sufrir modificaciones en próximas proyecciones si se declara una disponibilidad distinta. La proyección considera las disponibilidades informadas de GNL para las unidades CTM3 y U16, considerando además que AES Gener informó el arriendo de CTM3 a 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 la 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.

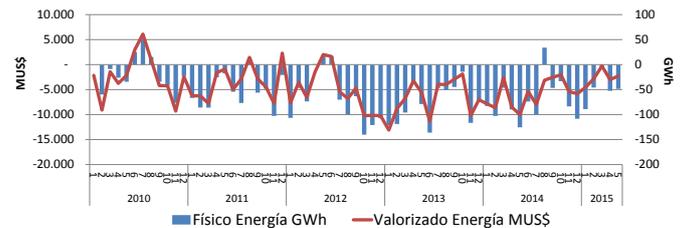
Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis por empresa

En el mes de junio, E-CL disminuyó su generación GNL en la Unidad 16 de la Central Termoeléctrica Tocopilla. Por su parte AES Gener aumentó su generación de GNL debido a que este mes no hubo restricciones operacionales para CTM3, Celta disminuyó su generación a carbón y GasAtacama aumentó su operación en base a diésel debido a trabajos en el sistema de transmisión.

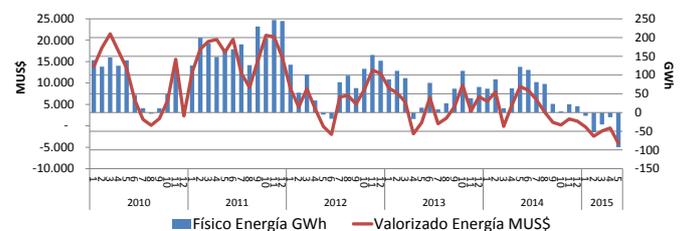
E-CL (incluye Hornitos y Andina)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Jun 2015 (US\$/MWh)	
	May 2015	Jun 2015	Jun 2014		
Diesel	2	8	4	Andina Carbón	37,8
Fuel Oil Nro. 6	8	2	14	Mejillones Carbón	37,8
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Tocopilla GNL	37,8
Carbón	618	604	584	Transferencias de Energía May 2015	
Gas Natural	136	125	140	Total Generación (GWh)	768
Hidro	3	3	4	Total Retiros (GWh)	817
Petcoke	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-48,6
Carbón + Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-2.287
Total	768	742	745		



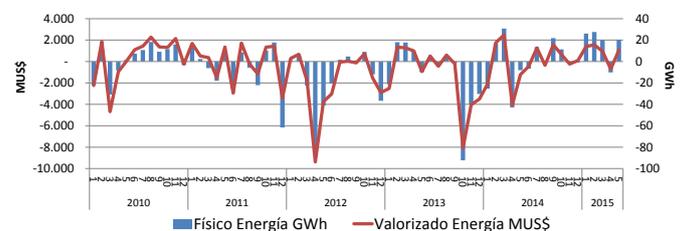
AES Gener (incluye Angamos)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Jun 2015 (US\$/MWh)	
	May 2015	Jun 2015	Jun 2014		
Diesel	0	0	0	Angamos (prom. 1 y 2)	38,7
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Norgener (prom. 1 y 2)	33,4
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Mejillones GNL (CTM3 AES Gener)	106,2
Carbón	477	417	565	Transferencias de Energía May 2015	
Gas Natural	21	78	32	Total Generación (GWh)	498
Hidro	0	0	0	Total Retiros (GWh)	591
Petcoke	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-92,5
Carbón + Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-4.095
Total	498	495	597		



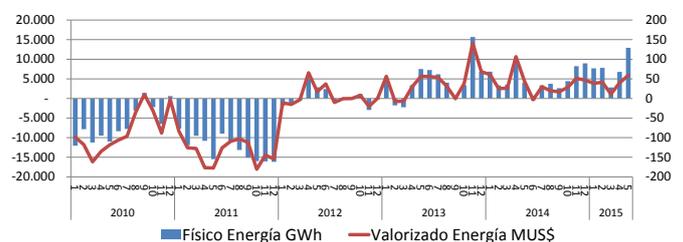
Celta

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Jun 2015 (US\$/MWh)	
	May 2015	Jun 2015	Jun 2014		
Diesel	0,4	1,8	0,6	Tarapacá Carbón	33,3
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Transferencias de Energía May 2015	
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Total Generación (GWh)	99
Carbón	98	85	70	Total Retiros (GWh)	78
Gas Natural	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	20,4
Hidro	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	1.063
Petcoke	0	0	0		
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	99	87	70		



GasAtacama

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Jun 2015 (US\$/MWh)	
	May 2015	Jun 2015	Jun 2014		
Diesel	150	170	20	Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	125,1
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Transferencias de Energía May 2015	
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Total Generación (GWh)	150,0
Carbón	0	0	0	Total Retiros (GWh)	20,9
Gas Natural	0	12	0	Transf. Físicas (GWh)	129,1
Hidro	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	5.883
Petcoke	0	0	0		
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	150	182	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 junio de 2015, es de 84,9 US\$/MWh para el SIC y 87,9 US\$/MWh para el SING, referidos a barra de suministro (ver Tabla 4).

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 CGED accede a los precios más altos en comparación con las restantes distribuidoras del SIC y SING.

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 enero de 2015.

Energías Renovables No-Convencionales

Del balance de Energías Renovables No-Convencionales (ERNC) correspondiente al mes de mayo de 2015, los retiros de energía afectos a las obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 3.574 GWh y, por lo tanto, las obligaciones vigentes de dichos retiros, equivalentes a 5% y 6%, respectivamente, fueron iguales a 198 GWh en total. A su vez, la generación reconocida de ERNC durante mayo fue igual a 442 GWh, es decir, superó en un 123% a la obligación ERNC.

De las inyecciones de energía ERNC de mayo, la mayor parte fue generada por centrales eólicas (31%), seguidas por centrales biomasa (25%) y solares (23%). Finalmente, la menor generación fue de centrales hidráulicas con un 21% de la energía ERNC.

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

Tabla 4: Precio medio de licitación indexado a junio 2015 por generador en barra de suministro (Fuente: CNE, Elaboración: Systep)

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
SIC		
ENDESA	83,0	18.006
COLBÚN	85,7	6.932
AES GENER	79,3	5.529
GUACOLDA	70,3	900
CAMPANARIO	118,5	990
M. REDONDO	112,9	303
D. ALMAGRO	115,7	220
PUYEHUE	92,7	165
PANGUIPULLI	122,7	561
PUNTILLA	119,4	83
Precio Medio de Licitación SIC	84,9	
SING		
E-CL	87,9	2.365
Precio Medio de Licitación SING	87,9	

*Precios en Barra de Suministro

Tabla 5: Precio medio de licitación indexado a junio 2015 por distribuidora en barra de suministro (Fuente: CNE, Elaboración: Systep)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
SIC		
Chilectra	68,7	13.579
Chilquinta	88,7	3.468
EMEL	81,3	2.544
CGED	111,8	9.205
SAESA	78,6	4.892
Precio Medio de Licitación SIC	84,9	
SING		
EMEL-SING	87,9	2.365
Precio Medio de Licitación SING	87,9	

*Precios en Barra de Suministro

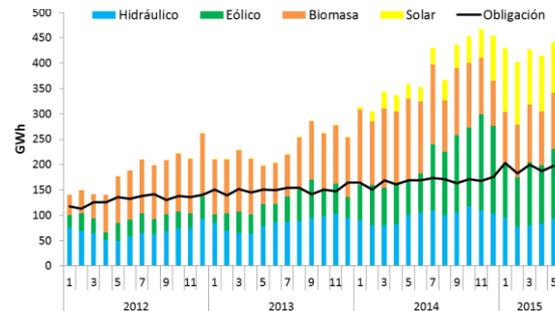


Figura 11: Generación ERNC reconocida y obligación mensual (Fuente: CDEC-SING)

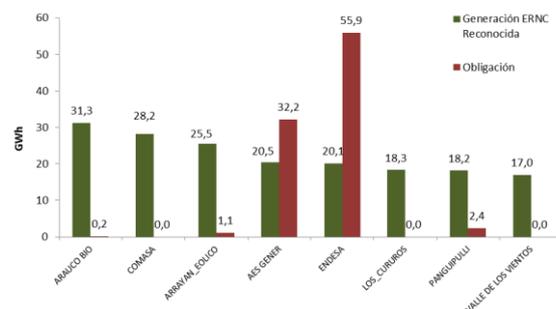


Figura 12: Generación reconocida y obligación por empresa, mayo de 2015 (Fuente: CDEC-SING)

Monitoreo regulatorio y hechos relevantes

Franquicia tributaria, ley de concesiones y cambio de giro ENAP	Regulación de la distribución de gas de red	Equidad tarifaria y reconocimiento a comunas generadoras
En segundo trámite constitucional se encuentra el proyecto de ley que busca: ampliar franquicias tributarias relativas a sistemas solares térmicos; modificar la Ley de Concesiones dando la posibilidad de caución cautelar en juicios posesorios para proyectos ERNC; y ampliar el giro de ENAP a generación eléctrica (ver más) .	En primer trámite constitucional se encuentra el proyecto de ley que "Modifica la ley de Servicios de Gas y otras disposiciones legales que indica". Este proyecto de ley busca modernizar la actual ley para enfrentar las nuevas exigencias regulatorias y corregir los vacíos de la legislación vigente (ver más) .	El primero de julio de 2015 ingresó a la Comisión de Minería y Energía y a la de Hacienda el proyecto que "Modifica la Ley General de Servicios Eléctricos, para introducir mecanismos de equidad en las tarifas eléctricas." (ver más)

[Cámara de Diputados aprobó proyecto que amplía giro de Enap \(ver más\)](#)

La Cámara aprobó que Enap y/o sus filiales o coligadas pueda participar en actividades relacionadas con la energía geotérmica y en la generación de energía eléctrica.

[Gobierno planea reponer idea de franjas territoriales en ley de transmisión \(ver más\)](#)

Proyecto de ley ingresará al Congreso en dos semanas, según adelantó la CNE. Incorpora un rol vital para el Estado en el diseño del sistema eléctrico y crea el CISEN, que sucederá a los actuales CDEC.

[Ley de Asociatividad: Gobierno opta por vía administrativa \(ver más\)](#)

Se avanzará en una guía de estándares, en equidad tarifaria y en instar a las eléctricas a pagar patentes en las comunas donde están sus instalaciones.

[Tribunal Ambiental: central Cuervo cumple con la normativa \(ver más\)](#)

Entidad ratificó fallo de la Suprema sobre el proyecto de Energía Austral.

Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)

En el SIC los proyectos de generación en calificación totalizan 6.963 MW, con una inversión de MMUS\$ 15.390. En el último mes se aprobó ambientalmente el proyecto de generación hidráulica "Cumbres" de 19 MW de capacidad en la XIV región. Además, ingresaron a evaluación ambiental siete nuevos proyectos: dos proyectos solares (130 MW), dos proyectos hidráulicos (21,6 MW), una turbina de GNL (48 MW), un proyecto de biomasa (30 MW) y un proyecto de central eólica (2 MW).

En el SING, los proyectos en calificación suman 2.517 MW, con una inversión de MMUS\$ 3.499. En el último mes se aprobaron ambientalmente los proyectos "Pampa Solar" de 120 MW ubicado en la región de Tarapacá y la Modificación al Proyecto PV Coya de 100 MW en la región de Antofagasta. No se ingresaron nuevos proyectos a evaluación en el último mes.

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	1.659	3.609	5.158	10.630
Hidráulica	990	2.687	3.093	4.977
Solar	2.784	6.981	4.253	9.773
Gas Natural	1.358	1.691	957	617
Geotérmica	0	0	70	330
Diesel	0	0	1.765	5.528
Biomasa/Biogás	122	340	384	744
Carbón	50	82	5.236	10.031
TOTAL	6.963	15.390	20.916	42.629

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	927	1.814	6.876	22.728
GNL	1.290	1.300	1.300	1.158
Eólico	0	0	2.074	4.099
Carbón	0	0	1.770	3.500
Diesel	0	0	207	340
Fuel-Oil Nº 6	0	0	216	302
Geotérmica	0	0	50	180
Hidráulica	300	385	0	0
TOTAL	2.517	3.499	12.493	32.307

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

julio2015



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

Iván Chaparro U. | Líder 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.