



Contenido

Editorial	2	
SIC		3
	Análisis de operación del SIC	3
	Proyección de costos marginales Systep	4
	Análisis por empresa	5
SING		6
	Análisis de operación del SING	6
	Proyección de costos marginales Systep	7
	Análisis por empresa	8
Suministr	9	
Energías	9	
Monitore	10	
Proyectos en SEIA		



Relación con comunidades en la construcción de líneas de

transmisión

Desde el inicio de su tramitación ambiental, a principios de marzo del presente año, el tendido eléctrico en 500 kV que reforzará la zona norte del Sistema Interconectado Central (SIC), entre Cardones y Polpaico, ha estado expuesto a una serie de críticas y oposición por parte de las comunidades y empresas que se sienten afectadas por el paso de dicha línea de transmisión. Si bien en un comienzo la empresa desarrolladora del proyecto estimaba el inicio de sus obras de construcción para octubre de este año, de no ser aprobado el estudio de impacto ambiental antes de dicha fecha, el inicio de las obras podría verse retrasado y como consecuencia, el retraso de su puesta en servicio.

Los problemas que se han presentado con las comunidades en su mayoría se centran en el trazado de la línea. Tal es el caso de las municipalidades de Zapallar y Puchuncaví, las cuales en junio de este año presentaron un recurso de invalidación de los Icsara¹ 1 y 2, señalando que el proyecto no cumplía con el marco regulatorio vigente. La Municipalidad de Limache, por otra parte, ha señalado que el proyecto vulnera los derechos y garantías de los habitantes de su comuna.

Aunque la empresa que desarrolla el proyecto señala que se encuentra en negociaciones con los dueños de los terrenos afectados y que ya se ha llegado a acuerdo para un 50% de la longitud de la línea, existen municipalidades y empresas que han planteado su rechazo. Discuten los estándares con los que se está definiendo el trazado del circuito y el cumplimiento de las normativas ambientales.

Se plantean varias interrogantes en esta discusión. ¿De qué forma afecta a las comunidades la construcción de nuevas líneas de transmisión? ¿Cómo afecta al sistema eléctrico nacional el retraso de la puesta en servicio de este tipo de proyectos?

Uno de los puntos importantes en el diseño de un proyecto de transmisión y su efecto en las comunidades, tiene relación con la definición del trazado. Esta definición es clave en la negociación con comunidades y empresas que reclaman el paso de líneas de alta tensión y construcción de torres en sus terrenos. En algunas comunidades se cuestiona el impacto que las torres podrían tener en el ecosistema, en terrenos donde en un futuro se puedan desarrollar proyectos turísticos y/o inmobiliarios, así como el impacto visual de estos provectos. En otras existe inquietud por vivir en lugares cercanos a líneas de transmisión, por los efectos que podría tener el estar expuestos a campos electromagnéticos, a pesar que estudios internacionales no han demostrado que afecten la salud de las personas.

Por otra parte, el retraso de la puesta en servicio de obras de transmisión como la descrita puede tener importantes impactos sobre el sistema eléctrico, dado que estas obras son necesarias para garantizar la seguridad y calidad de la operación del sistema y ofrecer a nuevos competidores en generación la posibilidad de conectarse al sistema. En el caso, de la línea Cardones – Polpaico 500 kV, su puesta en servicio es vital para la evacuación de energía desde la zona norte hacia el centro del SIC, además de ser clave al momento de la puesta en servicio de la línea de interconexión de los dos principales sistemas eléctricos del país SIC y SING, optimizando el traspaso de energía entre ambos sistemas. Aunque se logre interconectar el SIC con el SING en las fechas establecidas, la ausencia de esta línea entre Cardones y Polpaico mantendría la congestión en el sistema de transmisión del norte del SIC. Como consecuencia, el SING y la zona norte del SIC quedarían desacoplados del centro y sur del SIC, traspasándose los excedentes de generación ERNC de esa zona hacia el SING

El Ministerio de Energía observa con preocupación las dificultades enfrentadas con el desarrollo Cardones-Polpaico y se ha comprometido activamente en lograr conciliar posiciones encontradas, para así materializar tan importante instalación. La ausencia de mecanismos tempranos de interacción con las comunidades, que logren superar este tipo de dificultades, no sólo para este proyecto, llevó al Ministerio a publicar recientemente un Estándar de Participación Ciudadana para proyectos de energía. Este tiene como principal objetivo el orientar el desarrollo de proyectos de generación y transmisión de energía en su diseño y ejecución, relacionando los proyectos con las comunidades y permitiendo su participación en las decisiones y desarrollo de éstos. Si bien este estándar de participación no es parte de una ley, pretende formular herramientas que disminuyan las barreras para el desarrollo de proyectos energéticos, permitiendo que comunidades y empresas eléctricas puedan llevar a cabo los proyectos en conjunto, determinando los trazados más apropiados para la construcción de líneas de transmisión, y disminuyendo así la oposición que pudiera existir con este tipo de proyectos.

Por otra parte, se inició la tramitación del provecto de Lev de Transmisión, en el cual se otorga un rol central al Estado en la definición de trazados y emplazamiento de los nuevos sistemas de transmisión, en especial aquellos que son de interés público (como de hecho es el caso de Cardones -Polpaico 500 kV). Se incorpora y compromete al Estado en el análisis de aspectos ambientales, territoriales, ciudadanos, técnicos v económicos.

participación de las comunidades (temprana, informada, simétrica e incidente) dentro del desarrollo de proyectos energéticos es de gran importancia para garantizar la oportuna puesta en servicio de proyectos que son clave dentro del desarrollo del sistema eléctrico nacional. El nuevo estándar de participación para proyectos eléctricos busca facilitar las interacciones entre empresas y comunidades, las negociaciones servidumbres y el desarrollo a tiempo de los proyectos.

Por otra parte, es central crear mecanismos institucionales que logren que el desarrollo energético nacional favorezca también el desarrollo local a lo largo del país, en una distribución equitativa de los costos y beneficios asociados.

¹ Icsara corresponde al Informe Consolidado de Aclaraciones, Rectificaciones o Ampliaciones.



Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis de operación del SIC

En el mes de julio la operación del SIC se caracterizó por una participación hídrica de un 38%, mayor a la del mes anterior (36%). En tanto, la participación de GNL disminuyó en un 3% respecto al mes anterior, mientras que la participación a carbón subió en un 2% (ver Figura 1).

Durante el mes de julio estuvieron en mantenimiento mayor las unidades Alfalfal U2 (89 MW), La Confluencia U1 (83 MW) y La Higuera U1 (77 MW), entre otras.

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). En lo que va del año hidrológico 2015/2016 (desde abril a julio), el nivel de excedencia observado es igual a 86%, es decir, se ubica entre el 14% de las hidrologías más secas observadas a igual fecha

Durante julio la central San Isidro operó sus dos ciclos combinados con GNL, a un precio promedio declarado de 7,42 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 7,67 US\$/MMBtu.

En el mes de análisis el costo marginal diario máximo del SIC fue determinado mayormente por el valor del agua y centrales diesel, mientras que los costos marginales mínimos fueron determinados por GNL y carbón principalmente (ver Figura 3).

Finalmente, el costo marginal de julio promedió 73,7 US\$/MWh en la barra Alto Jahuel 220, lo cual es un 19,1% menor respecto al mes de junio de 2015 (91,1 US\$/MWh) y 63,6% menor respecto a julio de 2014 (202,7 US\$/MWh).



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

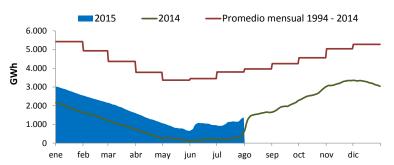


Figura 2: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE - CDEC SIC).

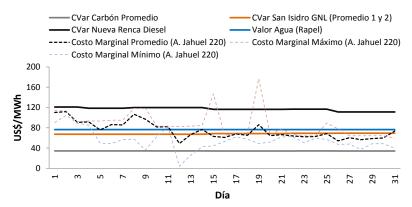


Figura 3: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de julio (Fuente: CDEC-SIC)

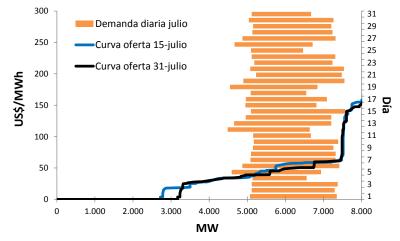


Figura 4: Demanda diaria durante julio y curva de oferta aproximada al 15 y 31 del mismo mes (Fuente: CDEC-SIC, Elaboración: Systep)



Sistema Interconectado Central (SIC)

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

Para el año 2015 se proyectan condiciones de operación especiales en el SIC: durante los próximos meses se espera una menor disponibilidad de gas, principalmente para la central San Isidro. Además, en meses anteriores esta central estuvo operando con capacidad limitada debido a problemas técnicos, por lo que Endesa arrendó la central Nueva Renca a AES Gener para utilizar los excedentes de gas natural disponibles. Esta situación también se ha considerado para el periodo de proyección pero podría cambiar en el corto plazo.

No obstante lo anterior, no existe certeza que estas consideraciones ocurran exactamente como se han modelado, además de la posible entrada de nuevos proyectos ERNC, el retraso de obras de transmisión, la postergación de los mantenimientos anunciados por el CDEC-SIC y las fuertes lluvias en el centro y sur del país podrían modificar los costos marginales proyectados. También se ha actualizado la demanda a partir de lo publicado por el CDEC-SIC en el programa de operación de 12 meses del mes de agosto.

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

	Caso alta disp. GNL	Caso baja disp. GNL		
Crecimiento		2015	2,:	3%
demanda		2016 4,5%		5%
	Carbón US\$/Ton (N. Ventanas)		72,9	
Precios	Diesel US\$/Bbl (Quintero)		84,8	
combustibles	GNL	San Isidro	6,0	12,0
combustibles	US\$/MMBtu	Nehuenco	0,0	0,0
	(CIF)	Nueva Renca (*)	6,0	12,0
Disponibilidad	San Isidro		Limitada	Limitada
GNL	Nehuenco (Ago15 - Abr16)		Limitada	Limitada
	Nehuenco (May16 - Jul16)		0	0
	Nueva Renca (*) (Ago15 - Sep16)		Limitada	Limitada
	Nueva	Renca (*) (Sep15 - Jul16)	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: Systep)

	Caso Alta disp. GNL		Caso Baja disp. GNL	
Costo Marginal Mensual	Promedio (US\$/MWh)	Desv. Est. %	Promedio (US\$/MWh)	Desv. Est. %
Ago-2015 a Dic-2015	60,56	33,94	68,63	35,93
Ene-2016 a Jul-2016	69,17	26,32	84,13	28,59

Para los próximos 12 meses se espera la entrada en operación de 721 MW de nueva capacidad renovable, de los cuales 492,6 MW son solares, 39 MW eólicos, 132,4 MW hídricos, y 55 MW de cogeneración. Para este periodo de proyección está considerado el ingreso de la central a carbón Guacolda V.

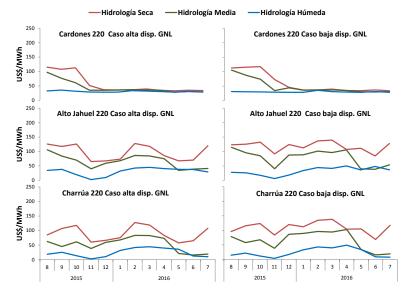


Figura 5: Proyección de costos marginal SIC por hidrología por barra (Fuente: Systep)

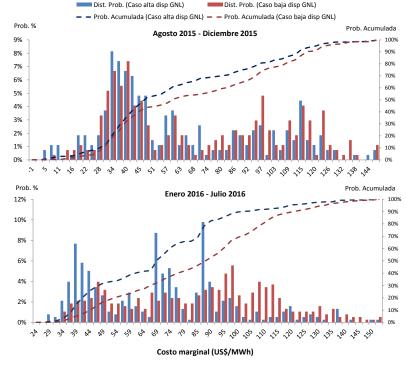


Figura 6: Distribución de probabilidad y probabilidad acumulada de proyección de costos marginales proyectados, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: Systep)



Sistema Interconectado Central (SIC)

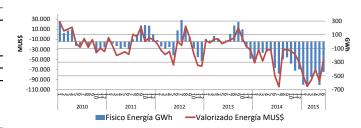
Análisis por empresa

En julio, Endesa muestra un aumento de su generación a carbón producto de la operación de la central bocamina II, además presenta una disminución de su generación en base a GNL por la menor operación de San Isidro I. Colbún presentó un leve aumento en su generación. Por otra parte, AES Gener mantuvo su generación con respecto a junio. En tanto Guacolda y Pehuenche aumentaron su generación con centrales a carbón e hidráulicas respectivamente.

Endesa

	Generación por fuente GWh		
	Jun 2015	Jul 2015	Jul 2014
Pasada	182	216	194
Embalse	485	479	407
Gas	0	0	0
GNL	396	299	469
Carbón	195	263	60
Diésel	2	0	16
Eólico	14	10	12
Total	1.274	1.266	1.157

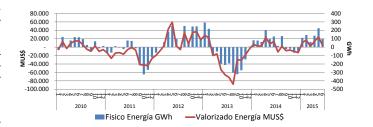
Costos Variables prom. Jul 2015 (US\$/MWh)			
Bocamina (prom. I y II)	46,7		
San Isidro GNL (prom. I y II)	68,2		
Taltal Diesel	244,3		
Transferencias de Energía Jun 2015			
Total Generación (GWh)	1.274		
Total Retiros (GWh)	1.719		
Transf. Físicas (GWh)	-444,7		
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-51.6		



Colbún

	Generación por Fuente (GWh)		
	Jun 2015	Jul 2015	Jul 2014
Pasada	165	182	147
Embalse	327	329	298
Gas	0	0	0
GNL	374	395	184
Carbón	206	221	269
Diesel	8	0	200
Eólico	0	0	0
Total	1.079	1.126	1.098

Costos Variables prom. Jul 2015 (US\$/MWh)				
Santa María	33,3			
Nehuenco GNL (prom. I y II)	0			
Nehuenco Diesel (prom. l y II)	117,6			
Transferencias de Energía Jun 2015				
Transferencias de Energia	1 Juli 2015			
Total Generación (GWh)	1.079			
Total Generación (GWh)	1.079			

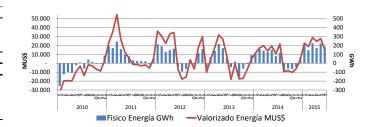


AES Gener (incluye Eléctrica de Santiago)

	Generación por fuente GWh		
	Jun 2015	Jul 2015	Jul 2014
Pasada	60	56	64
Embalse	0	0	0
Gas	0	0	0
GNL	189	189	48
Carbón	594	594	579
Diesel	7	4	154
Eólico	0	0	0
Otro	3	3	2
Total	852	846	847

Ventanas prom. (prom. I y II)	36,7
N. Ventanas y Campiche	33,9
Nueva Renca GNL	79,6
Transferencias de Energía	Jun 2015
Total Generación (GWh)	852
Total Retiros (GWh)	671
Transf. Físicas (GWh)	181,4
T	45.2

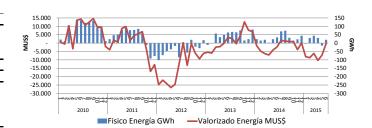
Costos Variables prom. Jul 2015 (US\$/MWh)



Guacolda

	Generación por Fuente (GWh)		
	Jun 2015	Jul 2015	Jul 2014
Pasada	0	0	0
Embalse	0	0	0
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	331	397	441
Diesel	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	331	397	441

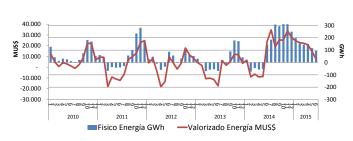
Costos Variables prom. Jul 2015 (US\$/MWh)				
Guacolda I y II	27,9			
Guacolda III	25,6			
Guacolda IV	28,1			
Transferencias de Energía Jun 2015				
Total Generación (GWh)	331			
Total Retiros (GWh)	311			
Transf. Físicas (GWh)	20,0			
Transf. Valorizadas (MMUS\$) -0,3				



Pehuenche

	Generación por Fuente (GWh)		
	Jun 2015	Jul 2015	Jul 2014
Pasada	19	29	47
Embalse	97	160	162
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	0	0	0
Diesel	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	116	189	209







Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis de operación del SING

La operación del SING en el mes de julio no presentó grandes variaciones respecto a junio. La generación a carbón disminuyó en un 1% respecto al mes anterior, dado el mantenimiento mayor de Angamos 1 (272 MW) y Angamos 2 (272 MW) de AES Gener. Lo anterior provocó un aumento en la generación con GNL. En tanto la generación con diesel se mantuvo constante (ver Figura 7).

GasAtacama tuvo una mayor generación con combustible diesel debido 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 4,99 US\$/MMBtu promedio en julio. 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 14,17 US\$/MMBtu.

Los costos marginales de julio en demanda baja fueron marcados por el carbón, mientras que en demanda alta la tecnología marginal se turnó entre el diésel y el GNL. El promedio mensual del costo marginal de junio en la barra Crucero 220 fue de 50,5 US\$/MWh, lo cual representa una disminución del 33,9% respecto del mes de junio (76,4 US\$/MWh), y una disminución de un 41% respecto a julio de 2014 (85,4 US\$/MWh).

El día 21 de julio la demanda en el SING bajó hasta los 1.577 MW (ver Figura 9). Esto se debió a la menor carga de los consumos mineros Radomiro Tomic, Ministro Hales y Chuquicamata producto de la paralización de los contratistas de Codelco.

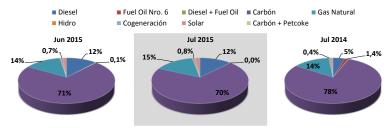


Figura 7: Energía mensual generada en el SING (Fuente: CDEC-SING)

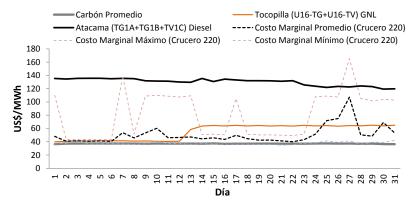


Figura 8: Principales costos variables y costo marginal diario de julio (Fuente: CDEC-SING)

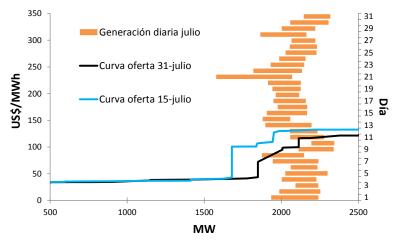


Figura 9: Generación diaria durante julio y curva de oferta aproximada al 15 y 31 del mismo mes (Fuente: CDEC-SING, Elaboración: Systep)



Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

En base a lo informado por los grandes consumidores del SING, para 2015 se espera un crecimiento anual de la demanda eléctrica cercano al 11,3%, impulsado por la toma de carga de nuevos proyectos industriales. 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. Se ha considerado en particular el cese parcial de operaciones de sus trabajadores en el mes de agosto, según lo reportado por la empresa.

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 9 proyectos solares por un total de 431 MW, de los cuales 106 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		2015	6,3%	11,3%	16,3%
demanda		2016	5,3%	5,3%	5,3%
	Diesel	promedio US\$/Bbl	83,6		
		Mejillones		75,3	
		Angamos		76,8	
	Carbón	Tocopilla	74,5		
	US\$/Ton	Andina		72,7	
Combustible	055/1011	Hornitos		72,7	
		Norgener		81,1	
		Tarapacá		74,8	
	GNL US\$/MMBtu (CIF)	Mejillones, Tocopilla		4,5 - 12	
Disponibilidad GNL	U16		Limitada		
		CTM3	Sin GNL		
		Otros		Sin GNL	

US\$/MWh del escenario de demanda base. Por otra parte, en el escenario de demanda alta, el costo marginal promedio anual podría alcanzar 65,4 US\$/MWh.

US\$/MWh
Caso demanda base — Caso demanda baja — Caso demanda alta

Los resultados de la proyección muestran que bajo una condición

de demanda baja, el costo marginal promedio de los 12 meses

proyectados alcanza los 46,8 US\$/MWh, en comparación a los 50,3

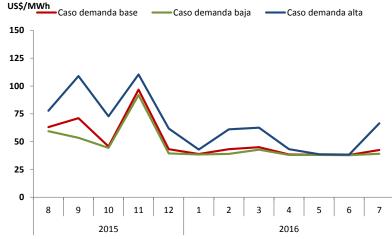


Figura 10: Proyección de costos marginal SING en barra Crucero 220 kV, para distintas condiciones de demanda. (Fuente: Systep)

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 mayores variaciones con respecto a la realizada en el mes anterior. Se considera de vuelta en operación a Angamos II para la segunda quincena de agosto.

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.

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)

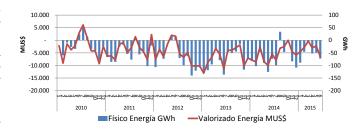
Análisis por empresa

En el mes de julio, E-CL disminuyó su generación a carbón debido al mantenimiento de su unidad CTM1. Por su parte AES Gener mantuvo su generación de GNL y disminuyó su generación a carbón debido al mantenimiento alternado de las centrales Angamos 1 y 2. Celta aumentó 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)			
	Jun 2015 Jul 2015		Jul 2014	
Diesel	8	2	3	
Fuel Oil Nro. 6	2	0	20	
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	
Carbón	604	568	566	
Gas Natural	125	139	137	
Hidro	3	4	4	
Petcoke	0	0	0	
Carbón + Petcoke	0	0	0	
Total	742	714	730	

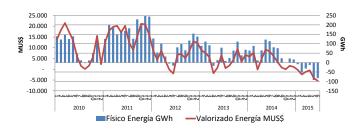
Costos Variables prom. Jul 2015 (US\$/MWh)					
Andina Carbón 36,3					
Mejillones Carbón	35,1				
Tocopilla GNL	55,1				
Transferencias de Energía Jun 2015					
Total Generación (GWh) 742					
Total Retiros (GWh) 814					
Transf. Físicas (GWh) -72,8					
Transf. Valorizadas (MUS\$) -6.490					



AES Gener (incluye Angamos)

	Generación por Fuente (GWh)			
	Jun 2015	Jul 2015	Jul 2014	
Diesel	0	0	0	
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	
Carbón	417	392	475	
Gas Natural	78	75	64	
Hidro	0	0	0	
Petcoke	0	0	0	
Carbón + Petcoke	0	0	0	
Total	495	467	538	

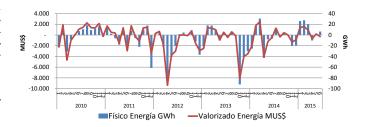
Costos Variables prom. Jul 2015	(US\$/MWn)			
Angamos (prom. 1 y 2)	39,3			
Norgener (prom. 1 y 2)	36,2			
Mejillones GNL (CTM3 AES Gener)	106,6			
Transferencias de Energía Jun 2015				
Total Generación (GWh) 495				
Total Retiros (GWh)	578			
Transf. Físicas (GWh)	-82,7			
Transf. Valorizadas (MUS\$)	-5.393			



Celta

	Generación por Fuente (GWh)			
	Jun 2015	Jul 2015	Jul 2014	
Diesel	1,8	0,5	0,7	
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	
Carbón	85	102	91	
Gas Natural	0	0	0	
Hidro	0	0	0	
Petcoke	0	0	0	
Carbón + Petcoke	0	0	0	
Total	87	103	91	

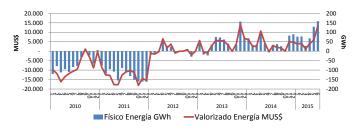
Costos Variables prom. Jul 2015 (US\$/MWh)			
Tarapacá Carbón 34,4			
Transferencias de Energía Jun 2015			
Total Generación (GWh) 87			
Total Retiros (GWh)	80		
Transf. Físicas (GWh)	6,5		
Transf. Valorizadas (MUS\$) -292			



GasAtacama

	Generación por Fuente (GWh)			
	Jun 2015	Jul 2015	Jul 2014	
Diesel	170	184	60	
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	
Carbón	0	0	0	
Gas Natural	12	16	0	
Hidro	0	0	0	
Petcoke	0	0	0	
Carbón + Petcoke	0	0	0	
Total	182	200	60	

Costos variables profit. Jul 20	13 (035/1010011)		
Atacama Diesel 130,2 (TG1A+TG1B+TV1C)			
Transferencias de Energía Jun 2015			
Total Generación (GWh) 181,6			
Total Retiros (GWh)	23,0		
Transf. Físicas (GWh)	158,6		
Transf. Valorizadas (MUS\$)	13.352		





Suministro a clientes regulados

El precio promedio de los contratos firmados entre generadores y empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados, indexado a julio de 2015, es de 83,8 US\$/MWh para el SIC y 76,2 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 febrero de 2015.

Energías Renovables No-Convencionales

Del balance de Energías Renovables No-Convencionales (ERNC) correspondiente al mes de junio de 2015, los retiros de energía afectos a las obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 3.576 GWh y, por lo tanto, las obligaciones vigentes de dichos retiros, equivalentes a 5% y 6%, respectivamente, fueron iguales a 201 GWh en total. A su vez, la generación reconocida de ERNC durante junio fue igual a 492 GWh, es decir, superó en un 144% a la obligación ERNC.

De las invecciones de energía ERNC de junio, la mayor parte fue generada por centrales eólicas (34%), seguidas por centrales biomasa (27%) e hidráulicas (23%). Finalmente, la generación fue de centrales solares con un 16% 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 junio, junto con la obligación de cada empresa de acuerdo a sus respectivos contratos de suministro eléctrico.

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

F	Precio Medio Licitación	Energía Contratada	
Empresa Generadora	US\$/MWh	GWh/año	
SIC			
ENDESA	81,3	18.006	
COLBÚN	85,2	6.932	
AES GENER	79,1	5.529	
GUACOLDA	70,3	900	
CAMPANARIO	117,9	990	
M. REDONDO	112,3	303	
D. ALMAGRO	115,1	220	
PUYEHUE	92,5	165	
PANGUIPULLI	122,5	561	
PUNTILLA	118,8	83	
Precio Medio de Licitación SIC	83,8		
SING			
E-CL	76,2	2.365	
Precio Medio de Licitación SING	76,2		
*Precios en Barra de Suministro			

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

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año	
SIC			
Chilectra	68,1	13.579	
Chilquinta	88,2	3.468	
EMEL	80,0	2.544	
CGED	110,2	9.205	
SAESA	76,8	4.892	
Precio Medio de Licitación SIC	83,8		
SING			
EMEL-SING	76,2	2.365	
Precio Medio de Licitación SING	76,2		

*Precios en Barra de Suministro

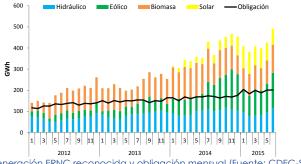


Figura 11: Generación ERNC reconocida y obligación mensual (Fuente: CDEC-SING)

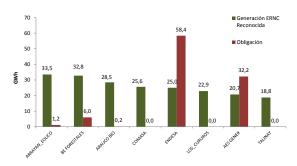


Figura 12: Generación reconocida y obligación por empresa, junio de 2015 (Fuente: CDEC-SING)



Monitoreo regulatorio y hechos relevantes

Franquicia tributaria, ley de concesiones y cambio de giro ENAP

se encuentra el proyecto de ley encuentra el proyecto de ley que que busca: ampliar franquicias tributarias relativas a sistemas solares térmicos; modificar la Ley de indica". Este proyecto de ley busca Concesiones dando la posibilidad modernizar la actual ley para de caución cautelar en juicios enfrentar las nuevas exigencias posesorios para proyectos ERNC; y ampliar el giro de ENAP a la legislación vigente (ver más). generación eléctrica (ver más).

Regulación de la distribución de gas de red

En segundo trámite constitucional En primer trámite constitucional se "Modifica la ley de Servicios de Gas v otras disposiciones legales que regulatorias y corregir los vacíos de

Equidad tarifaria y reconocimiento a comunas generadoras

El primero de julio de 2015 ingresó a El 7 de agosto ingresó a la Cámara la Comisión de Minería y Energía y a de Diputados el proyecto de ley la de Haciendo el proyecto que que busca crear un nuevo "Modifica la Lev General de coordinador del sistema que Servicios Eléctricos, para introducir remplace a los actuales CDEC's y mecanismos de equidad en las modificar las metodologías actuales tarifas eléctricas." (ver más)

Nueva ley de transmisión y organismo coordinador (CDEC)

de planificación, definición de trazados y remuneración del sistema de transmisión. (ver más) (ver más)

Se inicia licitación para obras de interconexión SIC-SING (ver más)

Podrán participar personas jurídicas tanto chilenas como extranjeras, en forma individual o como parte de un consorcio o asociación.

Central Campesino cierra contrato de gas con Cheniere y partirá construcción en 2016 (ver más)

A partir de 2019 recibirá un barco de GNL de 100 millones de metros cúbicos cada 20 días en terminal de Penco-Lirquén.

Gobierno anuncia proyecto de ley de asociatividad (ver más)

También se consideran guías para el desarrollo de proyectos de generación.

Cifes: Hay 50 proyectos ERNC en construcción, que representan 2.378 MW de potencia (ver más)

La entidad resaltó que estos proyectos contemplan una fecha de ingreso a operación entre Julio 2015 y Agosto 2017.

Central de concentración solar de 260 MW obtiene aprobación ambiental (ver más)

El Proyecto Copiapó Solar, programado para comenzar su operación comercial en 2019, entregará a los consumidores del SIC 260 MW de potencia.

Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)

En el SIC los proyectos de generación en calificación totalizan 7.179 MW, con una inversión de MMUS\$ 14.272. En el último mes se aprobaron cinco nuevos proyectos: dos proyectos hidráulicos (14,4 MW), dos proyectos solares (377,4 MW) y una central eólica (12,5 MW). Además, ingresaron a evaluación ambiental cinco nuevos proyectos: cuatro proyectos solares (321 MW) y un parque eólico (154,8 MW).

En el SING, los proyectos en calificación suman 2.622 MW, con una inversión de MMUS\$ 4.299. En el último mes no se aprobó ambientalmente ningún proyecto y tampoco se ingresaron nuevos proyectos a evaluación en el último mes.

Tabla 6: Provectos de generación en calificación de estudio de impacto ambiental en el SIC (Fuente: SEIA)

	En calificación		Aprol	oados
Tipo de Combustible	Potencia	Inversión	Potencia	Inversión
ripo de Combustible	(MW)	(MMUS\$)	(MW)	(MMUS\$)
Eólico	1.814	3.909	5.158	10.630
Hidráulica	990	2.687	3.093	4.977
Solar	2.845	5.563	4.513	11.773
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	7.179	14.272	21.176	44.629

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

	En calificación		Aprobados	
Tipo de Combustible	Potencia	Inversión	Potencia	Inversión
	(MW)	(MMUS\$)	(MW)	(MMUS\$)
Solar	1.032	2.614	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 № 6	0	0	216	302
Geotérmica	0	0	50	180
Hidráulica	300	385	0	0
TOTAL	2.622	4.299	12.493	32.307



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



Contáctenos para mayor información:

Teléfono +56 2 2232 0510 Fax +56 2 2232 2637

reporte@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

<u>plecaros@systep.cl</u> Eléctrico y Regulación

Iván Chaparro U. Líder de Proyectos

ichaparro@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.