

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

SIC y SING

Octubre 2015

[Volumen 8, número 10]

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
Suministro a clientes regulados	9
Energías Renovables No-Convencionales	9
Monitoreo regulatorio y hechos relevantes	10
Proyectos en SEIA	10

Hoja de Ruta 2050: Oportunidad para un consenso nacional

A fines de septiembre se publicó la Hoja de Ruta 2050 que elaboró el Comité Consultivo de Energía 2050, liderado por el Ministerio de Energía¹. Dicha hoja de ruta es de gran importancia para el país al reflejar un claro consenso de todas las partes involucradas en avanzar hacia un futuro energético sustentable e inclusivo para Chile. Da una potente señal y ejemplo de que el país es capaz de enfrentar un gran desafío y encontrar acuerdos transversales, luego de un debate serio, respaldado con información de calidad y análisis riguroso.

Uno de los puntos que más destacó la prensa es la proyección del Comité al 2050 de un 70% de la energía eléctrica generada en base a energías renovables. En este escenario, como complemento a una masiva generación eólica y solar, la hidroelectricidad surge como una fuente relevante en todos los escenarios analizados. Contar con una mayor presencia de fuentes de generación con capacidad de regulación será fundamental para habilitar una mayor penetración de fuentes renovables intermitentes, agregando flexibilidad al sistema, minimizando emisiones y costos económicos. Actualmente en Chile la principal fuente de generación con estos atributos es la hidroelectricidad. El potencial hidroeléctrico del país, según el Comité, es de unos 16 GW, de los cuales 10 GW se encuentran distribuidos en las cuencas con mayor cercanía al futuro Sistema Interconectado Nacional (hasta la cuenca del río Puelo), y 6 GW en zonas más alejadas, como las cuencas de Yelcho y la Región de Aysén.

En este escenario de alta penetración de la hidroelectricidad, y considerando la existencia de años secos en la zona central, es necesario que la capacidad instalada asociada al resto de las tecnologías (30% restante) represente una generación altamente flexible, siendo el gas más atractivo que el carbón. El desafío regulatorio es remunerar adecuadamente esta capacidad de reserva.

En la medida que el país no avance hacia una matriz con un mínimo de 70% de energía renovable al 2050, el Comité plantea la aplicación de instrumentos de ajuste, incluyendo mecanismos de precio, licitaciones correctivas, adaptación de estándares y reglamentaciones. Esto deberá evaluarse en conjunto con la identificación de las energías renovables más competitivas.

El desarrollo de una mayor capacidad solar, eólica e hidroeléctrica deberá hacerse en forma compatible con los territorios en donde se insertan estos proyectos. Debido a lo anterior, se requiere avanzar progresivamente en el desarrollo de mecanismos que permitan articular los intereses y vocaciones energéticas, productivas y ambientales, junto con las identidades socioculturales de los diferentes territorios. En este sentido, el ordenamiento territorial debe considerar las áreas protegidas con recursos naturales,

patrimonio paisajístico, histórico y cultural. Además, se deben definir macro zonas para la localización de proyectos energéticos, incluyendo proyectos de generación como de transmisión.

El Plan Nacional Territorial de Energía que detalla la Hoja de Ruta 2050 establecerá lineamientos rectores para asegurar el respeto al bien común del sistema energético, considerando la participación activa de las comunidades. Clave será la definición estratégica de una planificación energética territorial a nivel nacional, incluyendo la definición de franjas de trazados de transmisión y polos de desarrollo energético, que minimicen su impacto territorial.

Las dos metas presentadas anteriormente (el 70% de energía eléctrica renovable y el ordenamiento territorial para la definición de polos de desarrollo energético y trazados de transmisión) requieren crear una nueva capacidad al interior del Estado, que cumpla un rol más activo que el actual, en particular en coordinación en uso del territorio, creación de mecanismos de participación ciudadana, regulación y fiscalización. Esto crea un nuevo paradigma en el sector eléctrico, donde el Estado ha tenido una participación marginal en el desarrollo energético del país. Este origina el desafío de construir una capacidad técnica permanente al interior del Estado que vele por el cumplimiento de la hoja de ruta y que, sobretodo, sea independiente de los cambios políticos a nivel gubernamental.

Por otro lado, algo que también plantea la Hoja de Ruta 2050 es la internalización de las externalidades socio ambientales de la generación eléctrica mediante mecanismos de precios u otro enfoque donde esto no resulte adecuado. El uso de un impuesto al carbono, *cap and trade* o una combinación de éstos resultan adecuados para encaminar las emisiones de gases de efecto invernadero del sector a valores deseables. El impuesto deberá incrementarse gradualmente desde el nivel actual de US\$5/MWh, para contribuir de forma más efectiva a la reducción de emisiones. Internalizar las externalidades implicará profundizar el uso de normas y estándares de emisión (al aire, agua y suelo) y de residuos, de tal forma de llegar a niveles coherentes con aquellos de los países de la OCDE.

Finalmente, tomando en cuenta la biodiversidad como garante de la mantención del ecosistema, se menciona la implementación de la "Guía para la Compensación de Biodiversidad en el SEIA" del Ministerio del Medio Ambiente para que sea aplicado desde las fases iniciales de la planificación energética.

La Hoja de Ruta 2050 ha sido fruto de un trabajo sólido y transversal a todos los integrantes de su comisión, notable en sus acuerdos, dada la diversidad de sus miembros. El Ministerio de Energía tiene la responsabilidad de utilizar adecuadamente este trabajo y proyectarlo a futuro.

¹ <http://www.energia2050.cl/uploads/libros/hojaderuta.pdf>

Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis de operación del SIC

En el mes de septiembre la operación del SIC se caracterizó por una participación hídrica de un 54%, ligeramente mayor a la del mes anterior (51%) pero menor a la del mes de septiembre de 2014 (60%). La participación de GNL se mantuvo prácticamente constante (disminuyó en un 1%), así como también lo hizo el carbón, que disminuyó en un 2%, ambos respecto al mes anterior (ver Figura 1).

También durante el mes de septiembre estuvieron en mantenimiento mayor las unidades La Higuera U1 (77 MW, hidráulica), Campiche (272 MW, carbón) y San Isidro II (406,4 MW, ciclo combinado), 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 septiembre la central San Isidro operó sólo 4 días debido a los bajos costos marginales de este mes, el precio promedio declarado fue de 7,17 US\$/MMBtu. Por su parte, la central Nehuenco operó mayormente con su segundo ciclo combinado por indisponibilidad de la turbina a vapor en el primer ciclo, declarando un costo combustible nulo. En tanto, la central Nueva Renca perteneciente a AES Gener pero arrendada por Endesa operó con un precio GNL declarado de 10,72 US\$/MMBtu.

Los costos marginales continúan bajos en el SIC, durante septiembre estuvieron determinados principalmente por carbón al principio del mes y por el valor del agua embalsada la segunda mitad del mismo (ver Figura 3).

El costo marginal de septiembre promedió 41,2 US\$/MWh en la barra Alto Jahuel 220, lo cual es un 24,5% menor respecto al mes de agosto de 2015 (54,6 US\$/MWh) y un 54,2% menor respecto a septiembre de 2014 (90,1 US\$/MWh).

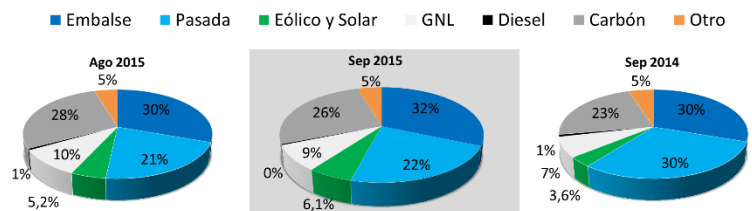


Figura 1: Energía mensual generada en el SIC (Fuente: CDEC-SIC)

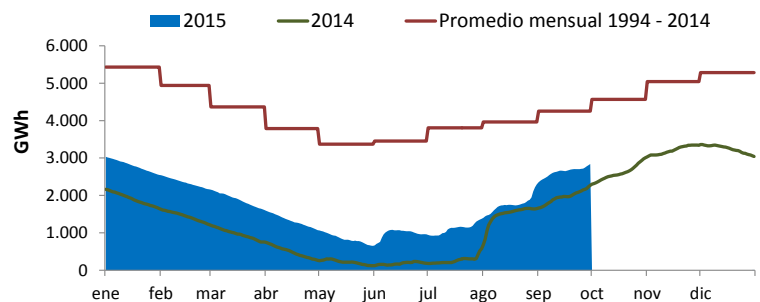


Figura 2: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE – CDEC SIC)

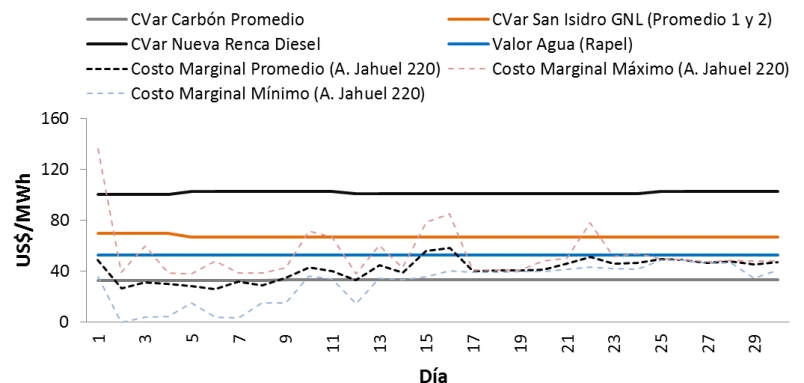


Figura 3: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de septiembre (Fuente: CDEC-SIC)

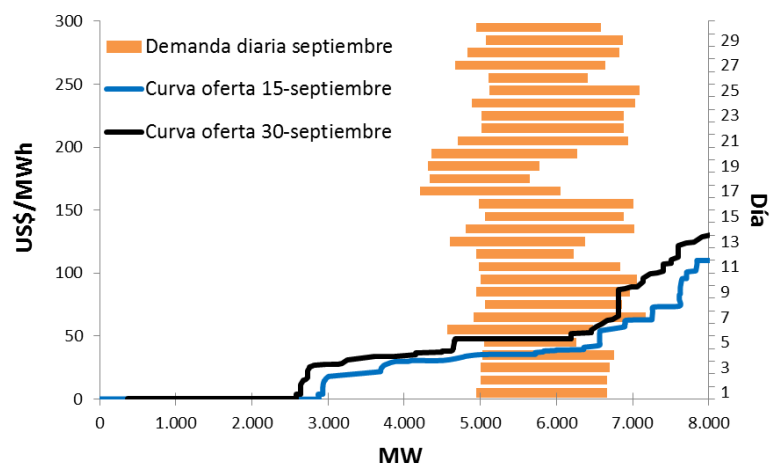


Figura 4: Demanda diaria durante septiembre y curva de oferta aproximada al 15 y 30 del mismo mes (Fuente: CDEC-SIC, Elaboración: Systep)

Sistema Interconectado Central (SIC)

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

En esta proyección se considera el último pronóstico de deshielo publicado por el CDEC-SIC para el periodo 2015-2016. Según las últimas actualizaciones de disponibilidad de GNL, se considera a la central San Isidro con capacidad completa de generación a partir de enero del 2016. En el corto plazo se mantiene el arriendo de la central Nueva Renca de AES Gener por parte de Endesa, para utilizar sus excedentes de gas natural. También se considera una disponibilidad de GNL limitada para Nehuenco durante el verano del 2016. Por otra parte, se actualizaron las capacidades de transmisión de las líneas entre Diego de Almagro y Cardones y del transformador de 500 a 220 kV en Alto Jahuel.

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 manifestaciones del fenómeno del Niño podrían modificar los costos marginales proyectados.

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

Supuestos SIC			Caso alta disp. GNL	Caso baja disp. GNL
Crecimiento demanda	2015		2,1%	
	2016		4,7%	
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton (N. Ventanas)		73,9	
	Diesel US\$/Bbl (Quintero)		72,0	
	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 (Oct15 - Dic15)		Limitada	Limitada
	San Isidro (Ene16 - Sep16)		Completa	Limitada
	Nehuenco (Oct15 - Jun16)		Limitada	Limitada
	Nehuenco (Jul16 - Sep16)		0	0
	Nueva Renca (*) (Oct15 - Dic15)		Limitada	Limitada
	Nueva Renca (*) (Ene15 - Sep16)		0	0

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

Tabla 2: Indicadores estadísticos de costos marginales proyectados, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: Systep)

Costo Marginal Mensual	Caso Alta disp. GNL		Caso Baja disp. GNL	
	Promedio (US\$/MWh)	Desv. Est. %	Promedio (US\$/MWh)	Desv. Est. %
Sep-2015 a Dic-2015	40,37	3,80	44,62	7,99
Ene-2016 a Ago-2016	54,51	19,67	67,57	24,58

Para los próximos 12 meses se espera la entrada en operación de 1.290 MW de nueva capacidad renovable, de los cuales 1.009 MW son solares, 112 MW eólicos, 114 MW hídricos, y 55 MW de cogeneración. Además para este periodo de proyección está considerado el ingreso de la central a carbón Guacolda V.

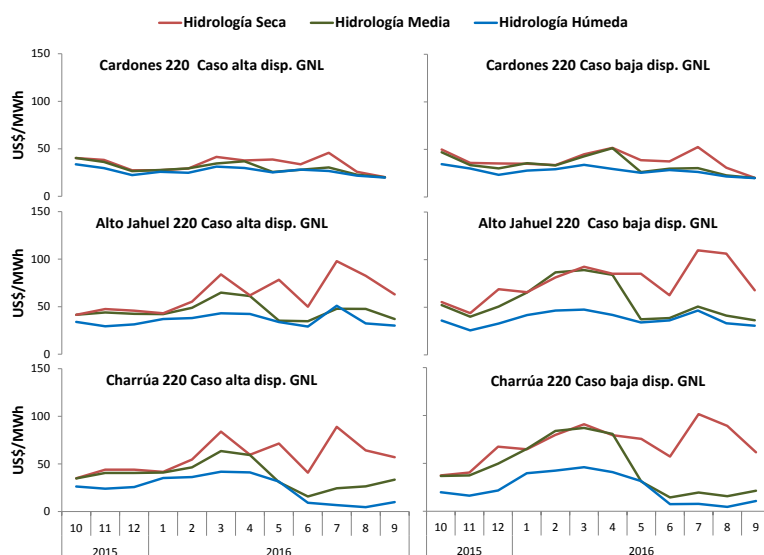


Figura 5: Proyección de costos marginal SIC por hidrología por barra (Fuente: Systep)

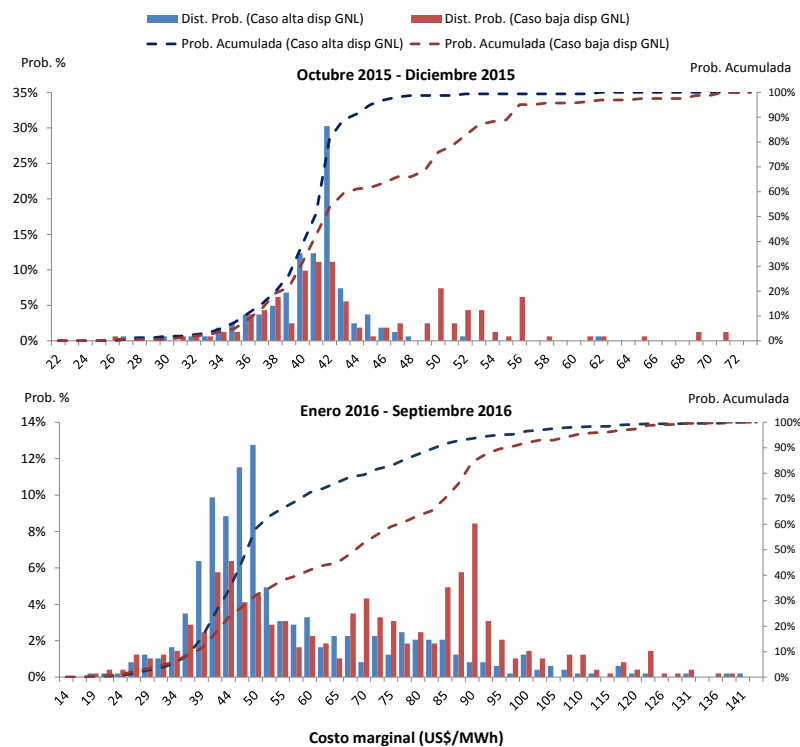


Figura 6: Distribución de probabilidad y probabilidad acumulada de proyección de costos marginales proyectados, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: Systep)

Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis por empresa

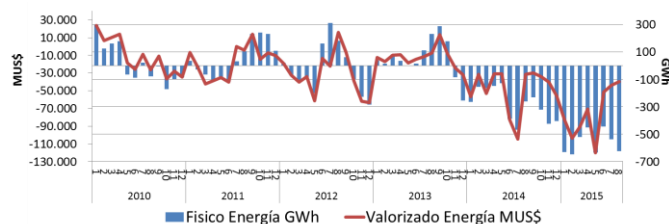
En septiembre, Endesa muestra un aumento de su generación a carbón debido a sus unidades Bocamina I y II, además presenta una disminución de su generación en base a GNL por el mantenimiento de San Isidro II. En tanto Colbún presenta una disminución de su generación GNL por la indisponibilidad de la turbina a vapor de Nehuenco. AES Gener disminuyó su generación a carbón por la indisponibilidad de Campiche.

Endesa

Generación por fuente GWh			
	Ago 2015	Sep 2015	Sep 2014
Pasada	261	249	245
Embalse	750	685	759
Gas	0	0	0
GNL	28	4	220
Carbón	73	148	0
Diésel	0	0	0
Eólico	12	14	11
Total	1.124	1.100	1.236

Costos Variables prom. Sep 2015 (US\$/MWh)	
Bocamina (prom. I y II)	38,8
San Isidro GNL (prom. I y II)	66,9
Taltal Diesel	244,3

Transferencias de Energía Ago 2015	
Total Generación (GWh)	1.124
Total Retiros (GWh)	1.749
Transf. Físicas (GWh)	-625,2
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-39,8

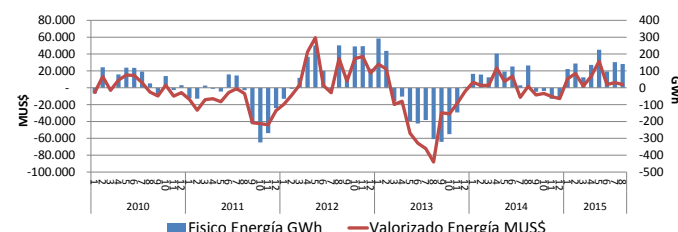


Colbún

Generación por Fuente (GWh)			
	Ago 2015	Sep 2015	Sep 2014
Pasada	210	219	215
Embalse	364	390	411
Gas	0	0	0
GNL	250	224	126
Carbón	244	187	195
Diésel	0	0	9
Eólico	0	0	0
Total	1.068	1.020	956

Costos Variables prom. Sep 2015 (US\$/MWh)	
Santa María	30,7
Nehuenco GNL (prom. I y II)	0
Nehuenco Diesel (prom. I y II)	110,1

Transferencias de Energía Ago 2015	
Total Generación (GWh)	1.068
Total Retiros (GWh)	927
Transf. Físicas (GWh)	141
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	3,9

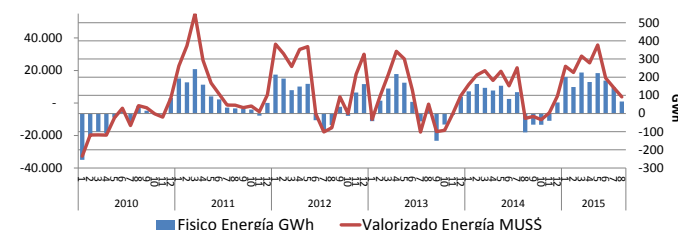


AES Gener (incluye Eléctrica de Santiago)

Generación por fuente GWh			
	Ago 2015	Sep 2015	Sep 2014
Pasada	55	62	61
Embalse	0	0	0
Gas	0	0	0
GNL	163	135	2
Carbón	526	391	523
Diésel	0	0	1
Eólico	0	0	0
Otro	2	1	3
Total	746	589	589

Costos Variables prom. Sep 2015 (US\$/MWh)	
Ventanas prom. (prom. I y II)	36,4
N. Ventanas y Campiche	33,7
Nueva Renca GNL	80,6

Transferencias de Energía Ago 2015	
Total Generación (GWh)	746
Total Retiros (GWh)	680
Transf. Físicas (GWh)	65,8
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	3,8

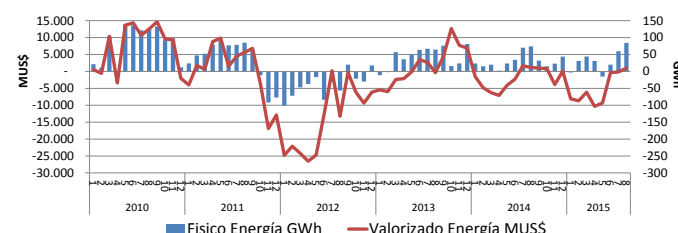


Guacolda

Generación por Fuente (GWh)			
	Ago 2015	Sep 2015	Sep 2014
Pasada	0	0	0
Embalse	0	0	0
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	420	382	359
Diésel	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	420	382	359

Costos Variables prom. Sep 2015 (US\$/MWh)	
Guacolda I y II	29,9
Guacolda III	27,4
Guacolda IV	29,2

Transferencias de Energía Ago 2015	
Total Generación (GWh)	420
Total Retiros (GWh)	336
Transf. Físicas (GWh)	84,3
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	1,0

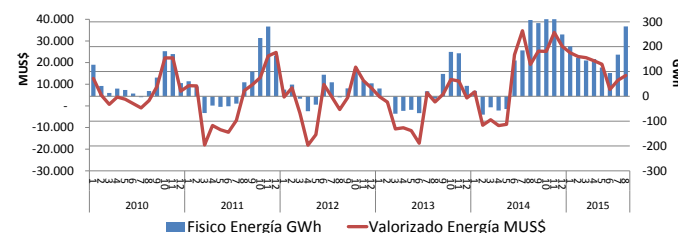


Pehuenche

Generación por Fuente (GWh)			
	Ago 2015	Sep 2015	Sep 2014
Pasada	48	40	61
Embalse	256	253	261
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	0	0	0
Diésel	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	303	293	323

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

Transferencias de Energía Ago 2015	
Total Generación (GWh)	303
Total Retiros (GWh)	22
Transf. Físicas (GWh)	281
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	14,1



Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis de operación del SING

La operación del SING en el mes de septiembre presentó un aumento de la generación a carbón de un 6%, mientras que la generación con GNL aumentó en un 1%, ambos respecto al mes anterior. Esto se tradujo en una disminución de un 6% de la participación diésel. Cabe destacar el aumento de la participación solar en el SING, la cual se incrementó de un 0,5% en septiembre de 2014 a un 2% en septiembre de este año (ver Figura 7).

Durante septiembre estuvieron en mantenimiento mayor las unidades U14 (Carbón 107,4 MW) de E-CL, y TG1A (GNL 120,4 MW) de GasAtacama.

El precio del GNL declarado por la unidad Tocopilla de E-CL fue de 4,9 US\$/MMBtu promedio en septiembre. De este modo, el costo variable del GNL de E-CL se ubicó por encima de los costos variables promedio del carbón (ver Figura 8). Además, la unidad CTM3 de propiedad de E-CL pero arrendada por AES Gener operó con un costo declarado de GNL de 11,7 US\$/MMBtu.

Los costos marginales de septiembre en demanda baja fueron marcados por el carbón, mientras que en demanda alta la tecnología marginal estuvo marcada principalmente por GNL (ver Figura 8).

El promedio mensual del costo marginal de septiembre en la barra Crucero 220 fue de 55,6 US\$/MWh, lo cual representa una disminución del 6,6% respecto del mes de agosto (59,6 US\$/MWh), y una disminución de un 11% respecto a septiembre de 2014 (62,6 US\$/MWh).

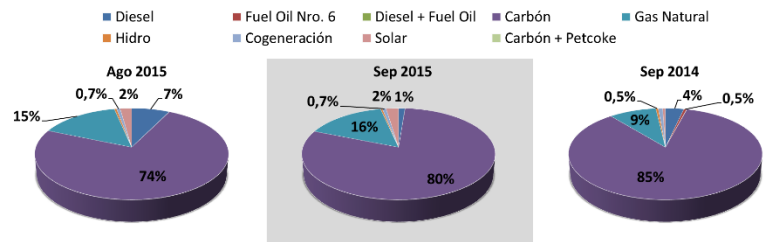


Figura 7: Energía mensual generada en el SING (Fuente: CDEC-SING)

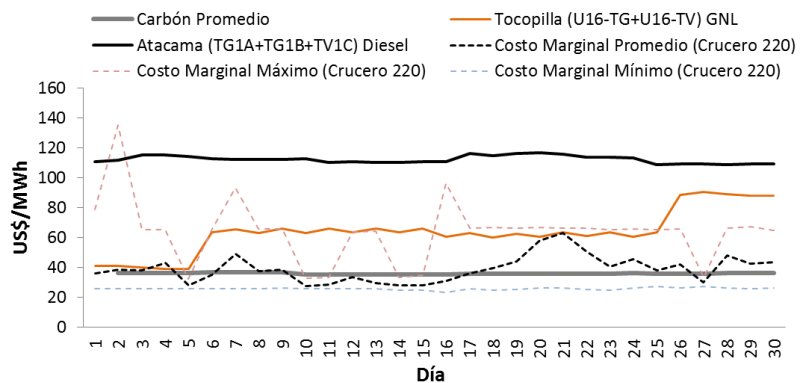


Figura 8: Principales costos variables y costo marginal diario de septiembre (Fuente: CDEC-SING)

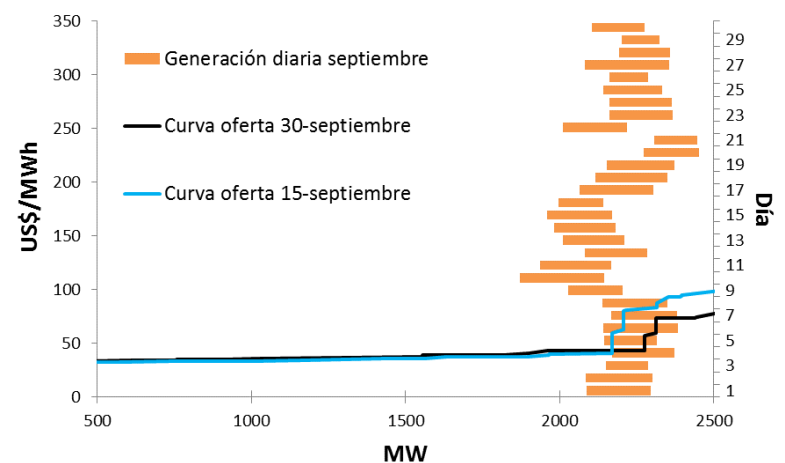


Figura 9: Generación diaria durante septiembre y curva de oferta aproximada al 15 y 31 del mismo mes (Fuente: CDEC-SING, Elaboración: Systep)

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 9,4%, considerando la toma de carga de nuevos proyectos y las menores ventas a clientes libres de los meses anteriores. Sin embargo, existe incertidumbre respecto del cumplimiento efectivo de las condiciones de demanda esperadas. Esta situación, que en el pasado ha conducido a sobrestimaciones en las proyecciones de demanda informadas por las empresas, puede intensificarse por la actual situación del precio del cobre. Se ha considerado la disminución de la operación para el corto plazo de proyectos mineros, tales como El Abra.

Para abordar esta incertidumbre asociada a la estimación de demanda, Systep considera para esta proyección 3 escenarios distintos de demanda. Se evalúa 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.

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

Supuestos SING			Demanda baja	Demanda base	Demanda alta
Crecimiento demanda	2015		4,4%	9,4%	12,4%
	2016		5,0%	5,0%	5,0%
Combustible	Diesel promedio US\$/Bbl		74,4		
	Carbón US\$/Ton	Mejillones	70,8		
		Angamos	72,9		
		Tocopilla	71,2		
		Andina	65,7		
		Hornitos	68,3		
		Norgener	70,3		
Disponibilidad GNL	GNL US\$/MMBtu (CIF)		79,9		
	Mejillones, Tocopilla		4,0 - 12,0		
	U16 CTM3 Otros		Limitada Sin GNL Sin GNL		

Nota: La central Salta no es considerada en esta proyección

Respecto del parque generador, dentro de los próximos 12 meses se espera la puesta en operación de 10 proyectos solares por un total de 431 MW, de los cuales 126 MW entrarían el último trimestre del 2015. También se espera la

entrada en operación de las centrales termoeléctricas Kelar (CC-GNL), Cochrane I y II (carbón) en el primer semestre del 2016.

Los resultados de la proyección muestran que bajo una condición de demanda baja, el costo marginal promedio de los 12 meses proyectados alcanza los 38,5 US\$/MWh, en comparación a los 41,1 US\$/MWh del escenario de demanda base. Por otra parte, en el escenario de demanda alta, el costo marginal promedio anual podría alcanzar 46,5 US\$/MWh.

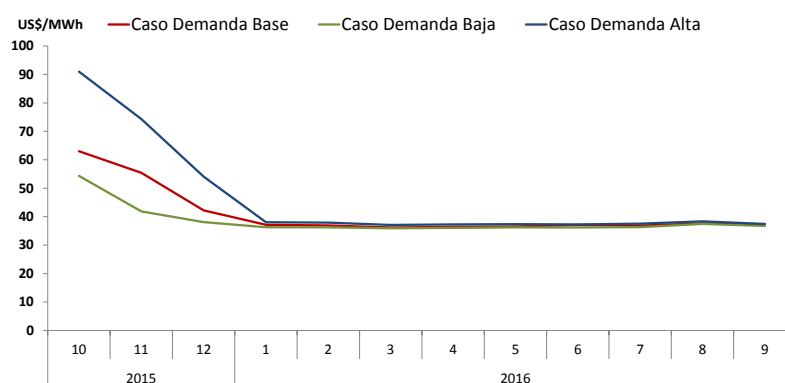


Figura 10: Proyección de costos marginal SING en barra Crucero 220 kV, para distintas condiciones de demanda. (Fuente: Systep)

La proyección de costos marginales es altamente sensible a los mantenimientos considerados para las unidades generadoras. Para su simulación se consideró la última actualización disponible del programa de mantenimiento mayor para el 2015 publicado por el CDEC-SING. En este ámbito, la proyección efectuada no presenta mayores 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 la unidad 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.

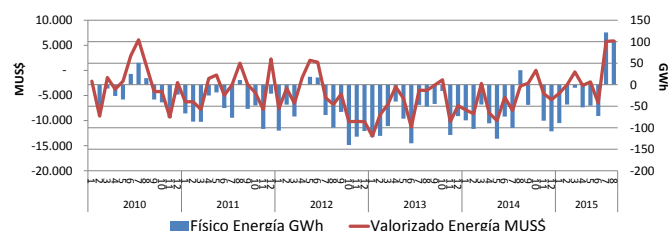
Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis por empresa

En el mes de septiembre, AES Gener disminuyó su generación con GNL con su central CTM3, pero aumentó su producción a carbón. Celta aumentó su generación a carbón con respecto al mes anterior dado que este mes la central Tarapacá no presentó fallas. GasAtacama disminuyó su operación en base a diésel, debido a que el despacho de este mes utilizó menos este tipo de unidades por su alto costo variable y la disponibilidad de otros combustibles.

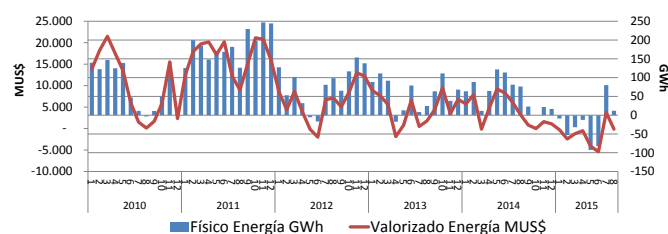
E-CL (incluye Hornitos y Andina)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Sep 2015 (US\$/MWh)	
	Ago 2015	Sep 2015	Sep 2014		
Diesel	2	2	3	Andina Carbón	34,8
Fuel Oil Nro. 6	0	0	8	Mejillones Carbón	34,0
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Tocopilla GNL	64,3
Carbón	608	615	649	Transferencias de Energía Ago 2015	
Gas Natural	121	126	113	Total Generación (GWh)	735
Hidro	4	4	4	Total Retiros (GWh)	632
Petcoke	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	102,9
Carbón + Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	5.872
Total	735	746	776		



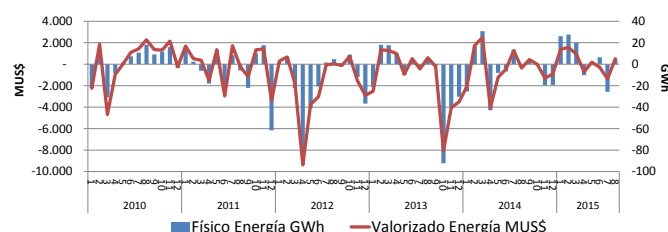
AES Gener (incluye Angamos)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Sep 2015 (US\$/MWh)	
	Ago 2015	Sep 2015	Sep 2014		
Diesel	0	0	0	Angamos (prom. 1 y 2)	38,1
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Norgener (prom. 1 y 2)	31,7
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Mejillones GNL (CTM3 AES Gener)	95,7
Carbón	483	550	477	Transferencias de Energía Ago 2015	
Gas Natural	95	79	17	Total Generación (GWh)	578
Hidro	0	0	0	Total Retiros (GWh)	566
Petcoke	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	11,8
Carbón + Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-131
Total	578	630	494		



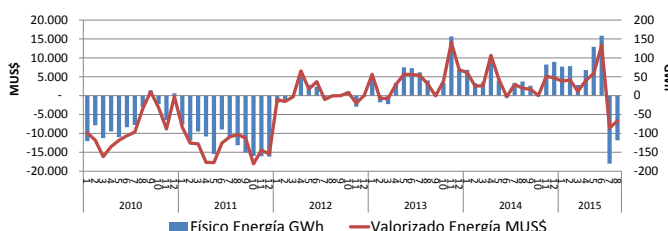
Celta

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Sep 2015 (US\$/MWh)	
	Ago 2015	Sep 2015	Sep 2014		
Diesel	0,8	0,6	0,3	Tarapacá Carbón	40,8
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Transferencias de Energía Ago 2015	
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Total Generación (GWh)	60
Carbón	59	84	89	Total Retiros (GWh)	56
Gas Natural	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	4,4
Hidro	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	518
Petcoke	0	0	0		
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	60	84	90		



GasAtacama

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Sep 2015 (US\$/MWh)	
	Ago 2015	Sep 2015	Sep 2014		
Diesel	109	16	46	Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	111,0
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Transferencias de Energía Ago 2015	
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Total Generación (GWh)	131,1
Carbón	0	0	0	Total Retiros (GWh)	249,5
Gas Natural	22	36	0	Transf. Físicas (GWh)	-118,4
Hidro	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-6.665
Petcoke	0	0	0		
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	131	52	46		



Suministro a clientes regulados

El precio promedio de los contratos firmados entre generadores y empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados, indexado a septiembre de 2015, es de 82,4 US\$/MWh para el SIC y 82,1 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 agosto de 2015, los retiros de energía afectos a las obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 3.647 GWh y, por lo tanto, las obligaciones vigentes de dichos retiros, equivalentes a 5% y 6%, respectivamente, fueron iguales a 205 GWh en total. A su vez, la generación reconocida de ERNC durante agosto fue igual a 514 GWh, es decir, superó en un 150% a la obligación ERNC.

De las inyecciones de energía ERNC de agosto, la mayor parte fue generada por centrales eólicas (31%), seguidas por centrales hidráulicas (29%) y biomasa (21%). Finalmente, la menor generación fue de centrales solares con un 19% 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 agosto, junto con la obligación de cada empresa de acuerdo a sus respectivos contratos de suministro eléctrico.

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

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
SIC		
ENDESA	79,5	18.006
COLBÚN	83,2	6.932
AES GENER	80,4	5.529
GUACOLDA	70,6	900
CAMPANARIO	111,7	990
M. REDONDO	106,4	303
D. ALMAGRO	109,1	220
PUYEHUE	95,1	165
PANGUIPULLI	121,2	561
PUNTILLA	112,6	83
Precio Medio de Licitación SIC	82,4	
SING		
E-CL	82,1	2.365
Precio Medio de Licitación SING	82,1	

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

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
SIC		
Chilectra	68,6	13.579
Chilquinta	90,9	3.468
EMEL	79,8	2.544
CGED	104,6	9.205
SAESA	74,3	4.892
Precio Medio de Licitación SIC	82,4	
SING		
EMEL-SING	82,1	2.365
Precio Medio de Licitación SING	82,1	

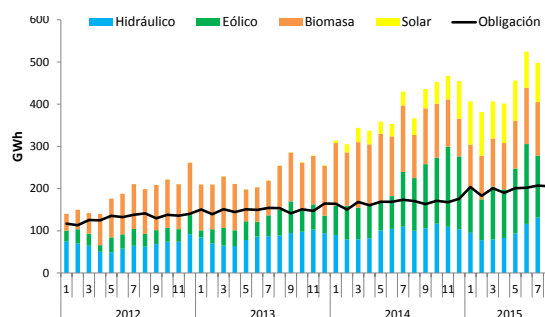


Figura 11: Generación ERNC reconocida y obligación mensual (Fuente: CDEC-SING)

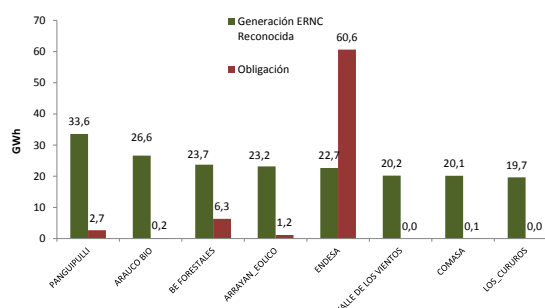


Figura 12: Generación reconocida y obligación por empresa, agosto de 2015 (Fuente: CDEC-SING)

Monitoreo regulatorio y hechos relevantes

Franquicia tributaria, ley de concesiones y cambio de giro ENAP

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 [\(ver más\)](#) [\(ver más\)](#).

Regulación de la distribución de gas de red

En segundo 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 [\(ver más\)](#).

Equidad tarifaria y reconocimiento a comunas generadoras

En primer trámite constitucional se encuentra el proyecto de ley que "Modifica la Ley General de Servicios Eléctricos, para introducir mecanismos de equidad en las tarifas eléctricas". El 14 de octubre se ingresó la urgencia suma para este proyecto [\(ver más\)](#).

Nueva ley de transmisión y organismo coordinador (CDEC)

En primer trámite constitucional se encuentra el proyecto de ley que busca crear un nuevo coordinador del sistema que reemplace a los actuales CDEC's y modificar las metodologías actuales de tarificación del sistema de transmisión. El 15 de octubre se ingresó urgencia suma para este proyecto [\(ver más\)](#) [\(ver más\)](#).

38 empresas presentaron propuestas en la licitación de suministro 2015/01 [\(ver más\)](#)

Un total de 38 ofertas se presentaron durante la presentación de las propuestas del proceso de licitaciones eléctricas a clientes regulados. La CNE espera que el aumento en la oferta se traduzca en menores precios a los clientes finales.

Senado aprueba proyecto de ampliación de giro de Enap [\(ver más\)](#)

Proyecto busca permitir a Enap entrar al rubro de la generación eléctrica e inyectar competencia al sector. Enap pretende participar en las licitaciones de 2016 con dos proyectos de ciclo combinado.

Autoridad ambiental suspende evolución de línea Interchile [\(ver más\)](#)

La medida tiene como objetivo asegurar el proceso de consulta indígena, y tendrá una vigencia de 60 días pero puede ser prorrogada o modificada. Esta línea es un proyecto clave para el buen funcionamiento de la interconexión eléctrica.

Aporte hidroeléctrico superará al de 2014 en meses de verano por más agua en embalses [\(ver más\)](#)

Si bien la generación hidroeléctrica no muestra variaciones importantes entre septiembre de este año y el del año pasado, mayores reservas de agua permitirán mayor generación hidráulica en enero y febrero.

Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)

En el SIC los proyectos de generación en calificación totalizan 6.740 MW, con una inversión de MMUS\$ 13.952. En el último mes se aprobaron 8 proyectos solares fotovoltaicos (358 MW), 3 proyectos eólicos (343 MW) y 1 proyecto de biomasa (2,9 MW). Además, ingresaron a evaluación ambiental dos nuevos proyectos solares fotovoltaicos que suman 335 MW.

En el SING, los proyectos en calificación suman 2.659 MW, con una inversión de MMUS\$ 4.319 mientras que los proyectos aprobados totalizan 12.556 MW con una inversión de MMUS\$ 32.487. En el último mes no se aprobaron o ingresaron nuevos proyectos a evaluación.

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	1.418	2.866	5.552	11.496
Hidráulica	967	1.998	3.108	5.016
Solar	2.906	7.104	5.117	13.045
Gas Natural	1.310	1.648	378	227
Geotérmica	0	0	70	330
Diesel	0	0	1.765	5.528
Biomasa/Biogás	89	253	387	751
Carbón	50	82	5.236	10.031
TOTAL	6.740	13.952	21.613	46.423

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	1.069	2.634	6.940	22.908
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	2.659	4.319	12.556	32.487

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

octubre2015



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

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.