

**INFORME ANUAL DE OPERACIÓN ELÉCTRICA
SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL Y DEL NORTE GRANDE**



AÑO 2017

V3

PERMITIDA SU REPRODUCCIÓN MENCIONANDO LA FUENTE
(SE AGRADECEN OBSERVACIONES AL CONTENIDO)

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN.....	3
2	SISTEMA ELECTRICO NACIONAL (SEN).....	4
2.1	INDICADORES DE LA OPERACIÓN.....	4
2.2	EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	5
2.3	COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA	6
2.4	EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN POR TIPO DE APORTE	7
2.5	INTERCONEXIÓN SIC-SING	8
3	SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL (SIC).....	10
3.1	INDICADORES DE LA OPERACIÓN.....	10
3.2	EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	10
3.3	COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA	11
3.4	PRECIO MEDIO DE MERCADO (PMM).....	12
3.5	EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN POR TIPO DE APORTE	14
3.6	ENERGÍA EMBALSADA.....	15
3.7	NORTE CHICO	17
4	SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE (SING).....	19
4.1	INDICADORES DE LA OPERACIÓN.....	19
4.2	EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	19
4.3	COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA	20
4.4	PRECIO MEDIO DE MERCADO (PMM).....	21
4.5	EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN POR TIPO DE APORTE	22
5	BALANCE ERNC.....	24
6	PRECIOS DE COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA	27

1 Introducción

En este informe se muestra un resumen del estado presente del sector eléctrico en Chile, actualizado con cifras disponibles a esta fecha del año 2017, ello a través de las principales cifras que evidencian las condiciones de operación del SEN (Sistema Eléctrico Nacional), formado a contar del 21 de noviembre 2017 con la interconexión del SIC (Sistema Interconectado Central) y del SING (Sistema Interconectado del Norte Grande), cuyo origen son el Coordinador Eléctrico Nacional. Recordamos que el SEN es claramente representativo del país con cifras que totalizan cerca de 99% del total de la producción y consumo de electricidad nacional continental, habida cuenta que los otros tres sistemas continentales (Aysén, Los Lagos y Magallanes) y los sistemas insulares tienen baja incidencia en el contexto nacional de capacidad instalada, generación, ventas de energía y cobertura poblacional.

COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

El Coordinador Eléctrico Nacional es un organismo técnico e independiente, encargado de la coordinación de la operación del conjunto de instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional que operen interconectadas entre sí, el cual se rige por la ley N° 20.936 de julio 2016¹.

El Coordinador Eléctrico Nacional viene a integrar las funciones que realizaban de forma separada el CDEC SIC y CDEC SING, además de fortalecer y adicionar nuevas funciones al Coordinador relacionadas con: la facultad de generar procedimientos técnicos, sus reglamentos y las normas del sector; atribuciones para garantizar el acceso abierto a las redes de transmisión y exigir el cumplimiento de la normativa; disponer de herramientas de información pública de las características económicas y técnicas del sector, incluyendo reportes

periódicos de estas últimas y de las condiciones de operación; el monitoreo de las condiciones de competencia y la cadena de pago; la coordinación de la operación ante la existencia de interconexiones eléctricas internacionales; y las compensaciones por incumplimiento de los estándares normativos de indisponibilidad².

INTERCONEXIÓN SIC-SING

A contar del 21 de noviembre del 2017 (cerca de las 19:00 horas) comenzó a operar la primera etapa de la obra interconexión SIC-SING, que considera la obra Los Changos - Kapatour 220 kV, el proyecto de TEN Los Changos - Nueva Cardones 500 kV y el proyecto de Interchile desarrollado sólo entre Cardones y Nueva Cardones, faltando aún el desarrollo hasta Nueva Pan de Azúcar y para finalizar luego hasta Polpaico.

¹

<https://www.coordinadorelectrico.cl/nosotros/introduccion.html>

² Antecedentes inicio de proyecto de ley: "ESTABLECE NUEVOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA

ELÉCTRICA Y CREA UN ORGANISMO COORDINADOR INDEPENDIENTE DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL" agosto 2015

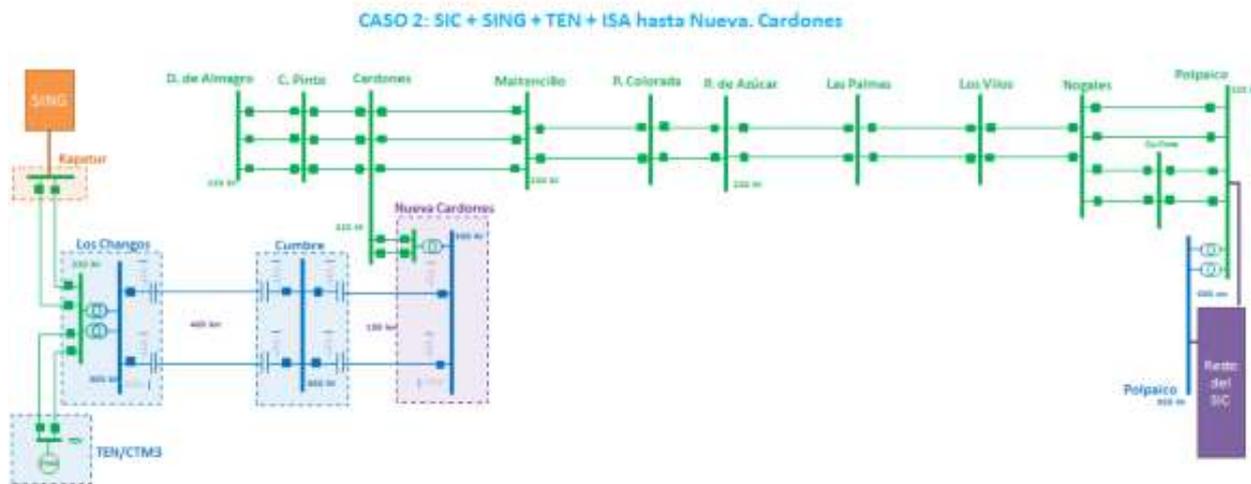


Ilustración 1: Primera etapa interconexión SIC-SING

La línea en esta etapa opera bajo restricciones de transmisión por motivos de seguridad ante fallas de desconexión de las unidades más grandes del SIC y/o SING.

Estas restricciones afectan al transformador de Nueva Cardones, por lo cual en horas de alto flujo los sistemas se desacoplan en términos de precios.

2 SISTEMA ELECTRICO NACIONAL (SEN)

2.1 Indicadores de la operación

El 99% del consumo y producción de electricidad en Chile se presenta en el ahora gran sistema eléctrico nacional, SEN, a partir del 21 de noviembre 2017 une los sistemas SIC y SING, que respectivamente presentan cerca del 74% y el 25% de la generación eléctrica en el país. El resto es menor a 1% y corresponde a los sistemas de Aysén, Los Lagos y Magallanes y el territorio insular.

Por ello, en lo que sigue, se muestran las cifras conjuntas representativas de los últimos 11 años, como una forma de visualizar el total del país. En el cuadro que sigue se muestran las componentes tecnológicas, en que se destaca el fuerte incremento de la participación eólico-solar que en 2017 alcanza ya 10,0% del total país, complementando a las tradicionales centrales hidráulica y térmica. De estas últimas, la tabla muestra la participación de los distintos combustibles usados para el efecto.

Tabla 1: Estadísticas de operación SIC+SING últimos 11 años

SIC + SING	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Generación GWh	55,989	56,376	56,696	58,330	62,005	65,624	68,128	69,915	71,710	73,372	74,162
Embalse	27.6%	28.6%	29.7%	24.0%	21.9%	19.4%	16.7%	21.5%	20.8%	14.1%	12.7%
Pasada	12.3%	13.3%	13.7%	12.5%	11.5%	11.4%	12.1%	12.1%	12.5%	12.4%	16.7%
Gas N	10.3%	5.2%	6.9%	3.4%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
GNL	0.1%	0.0%	1.8%	16.1%	22.8%	19.0%	16.6%	14.4%	15.5%	16.1%	16.0%
Carbón	25.4%	26.2%	26.9%	30.0%	34.2%	40.1%	45.6%	40.6%	39.2%	43.6%	39.1%
Petróleo	23.0%	25.0%	19.1%	12.0%	7.7%	6.7%	4.8%	4.7%	3.7%	3.3%	1.7%
Eólico	0.0%	0.1%	0.1%	0.6%	0.5%	0.6%	0.8%	2.0%	2.9%	3.1%	4.7%
Solar	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.7%	1.9%	3.5%	5.3%
Biomasa/Co generación	1.3%	1.6%	1.7%	1.5%	1.4%	2.9%	3.5%	4.1%	3.5%	4.0%	3.7%
Geotermia	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%

2.2 Evolución de la Generación Eléctrica

El total de energía generada por ambos sistemas durante 2017 alcanzó los 74.162 GWh, lo que representa un incremento de 1,4^{3%} respecto a la generación alcanzada durante 2016, menor al 2,0% obtenido el año 2016 respecto al 2015. Reflejo del bajo crecimiento de ambos sistemas, en el SIC por el bajo crecimiento económico y en el SING por la baja del ciclo minero.

Generación Bruta SIC+SING en periodos móviles de 12 meses

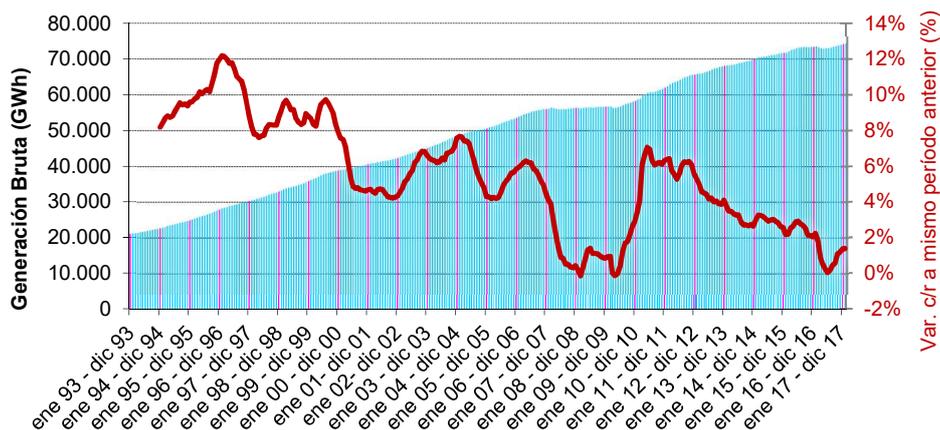


Ilustración 2: Generación acumulada SEN en periodos móviles de 12 meses

³ Se considera que el año 2017 tiene un día menos que el 2016 y la comparación se hace usando promedios diarios. Si se obvia la diferencia de días entre los años la cifra de crecimiento disminuye a 1,1%

2.3 Costos Marginales de Energía

En la gráfica se muestra la evolución diaria promedio que tuvo el costo marginal durante el mes de diciembre 2017, para distintas zonas geográficas del SEN, con el fin de observar el comportamiento de los precios de energía post-interconexión.

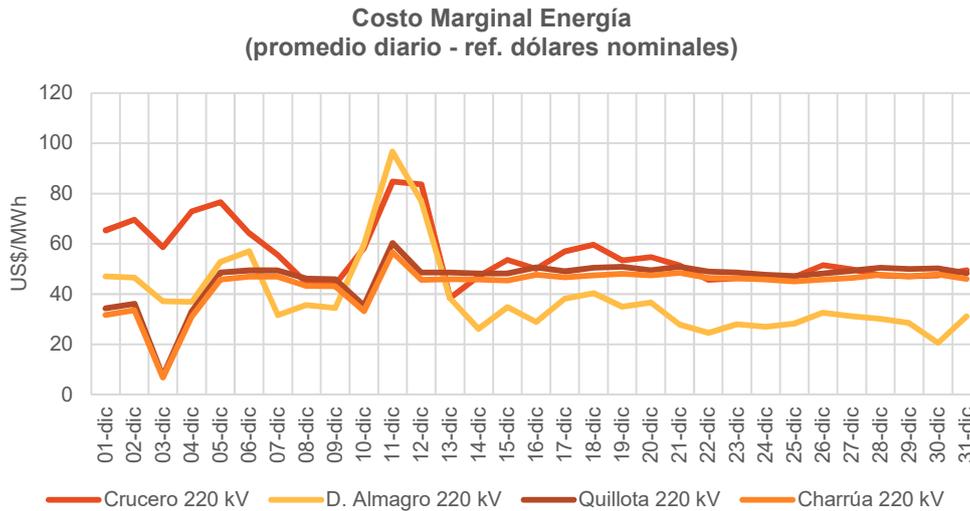


Ilustración 3: Costos Marginales de energía diversas barras del SEN

Representando el norte grande, la barra Crucero 220 kV que promedió 55,5 US\$/MWh; el norte chico la barra Diego de Almagro 220 kV que promedió 38,8 US\$/MWh; la zona centro del país la barra Quillota 220 kV que promedió 46,2 US\$/MWh; y finalmente la zona sur la barra Charrúa 220 kV que promedió 43,3 US\$/MWh.

A principios de mes se aprecia costos marginales bajos en la zona sur del país, efecto de las lluvias en la zona, y costos marginales en la zona centro acoplados a los del sur, registrándose varias horas en el mes de costo marginal nulo cuando la demanda es más baja. Pero luego a mediados de mes los costos marginales se estabilizaron en torno a los 50 US\$/MWh

Por su parte en el norte chico, los costos marginales siguen desacoplados de la zona centro sur, variando casi binariamente durante el día y la noche, en donde durante el día los costos marginales bajan a cero y en la noche se alzan a niveles de costo variable carbón o bien gas natural. Se hace notar que la interconexión SIC-SING en su primera etapa no soluciona la condición de aislamiento del norte chico durante el día.

Por último, en el norte grande, los costos marginales vienen dados principalmente por una combinación de generación carbón y gas natural. A principios de mes todavía se aprecia costos marginales desacoplados del SING, pero a mediados de mes ya se aprecia el acople con los costos marginales de la zona centro sur del país. Analizando horariamente, se aprecia que luego de la interconexión durante la noche el SING aporta generación hacia el norte chico y durante el día el norte chico aporta generación al SING limitado por la política de operación de la línea 2x 550 kV Nueva Cardones – Changos.

2.4 Evolución de la generación por tipo de aporte

En la gráfica adjunta se muestra la evolución mensual (1994-2017) de la generación bruta total de energía de ambos sistemas (SIC+SING) por tipo y origen del aporte, lo cual es complementado por una serie sintética y virtual de un CMg promedio de cada mes obtenido de la ponderación por energía asociada a cada sistema de las series de Costos Marginales históricos en Quillota 220 KV y Crucero 220 KV.

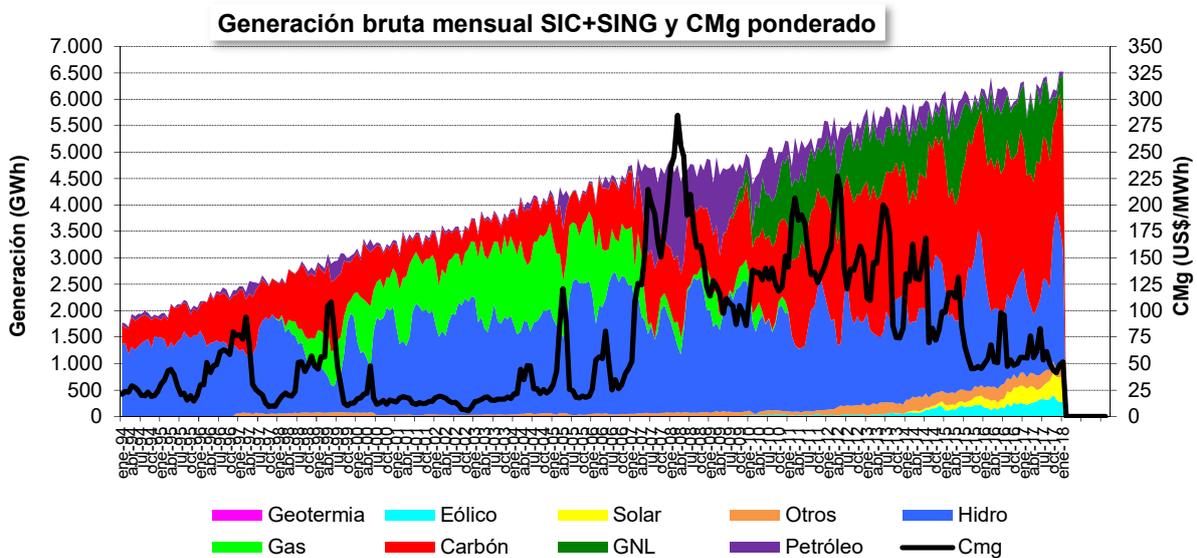


Ilustración 4: Generación Bruta por tipo de aporte SIC+SING

En esta gráfica se aprecia principalmente como el incremento de la generación en los últimos años ha venido de la mano de la participación creciente de centrales termoeléctricas (gas, carbón y diésel). Se destaca la alta participación que tiene actualmente el carbón en la matriz de generación a nivel nacional, ganada principalmente a partir de la disminución de la disponibilidad de gas natural proveniente de Argentina a través de gasoductos, lo cual en un principio fue reemplazado con despacho de las unidades de Ciclo Combinado usando diésel y que en el transcurso de los años ha logrado ser desplazado por la mayor participación con carbón de las centrales desarrolladas en la época.

Ahora bien, a partir del año 2014 se aprecia el crecimiento constante en la participación de las ERNC, principalmente acompañado por un impulso en las tecnologías solar y eólica, que crecieron en participación desde un 2,7% en el 2014, 4,8% en el 2015, a un 6,6% en 2016, y registrándose a la fecha un aporte conjunto eólico solar de 10,0% para el año 2017, impulsado mayormente por el desarrollo de centrales solares en la zona norte del país.

Participación por tipo de aporte en la generación bruta anual SEN

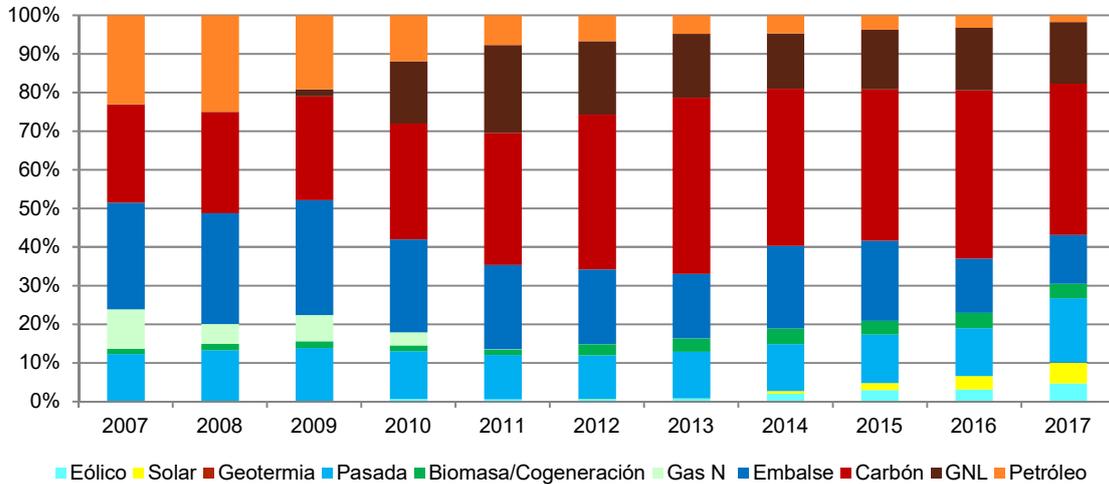


Ilustración 5: Generación Bruta por tipo de aporte SEN

Durante el año 2017, la participación hidroeléctrica del SEN alcanzó 29,4%, la que sube 2,9 puntos porcentuales respecto al año anterior, mientras que la participación con carbón baja a 39,1%, le sigue la participación GNL con un 16,0%, luego siguen la generación eólica más solar con un 10,0%, biomasa más cogeneración y geotermia con un 3,8% y finalmente el petróleo con un 1,7%.

2.5 Interconexión SIC-SING

A contar del 21 de noviembre de 2017, comenzó a operar la primera etapa de la obra interconexión SIC-SING, que considera la obra Los Changos - Kapatatur 220 kV, el proyecto de TEN Los Changos - Nueva Cardones 500 kV y el proyecto de Interchile desarrollado sólo entre Cardones y Nueva Cardones, faltando aún el desarrollo hasta Nueva Pan de Azúcar y posteriormente Polpaico.

En su primera etapa la interconexión opera restringida por motivos de seguridad del sistema, por lo que a finales del 2017 no se han mostrado todos los cambios en la operación conjunta de ambos sistemas.

En los siguientes gráficos se presentan el promedio diario y el promedio horario de las transferencias de potencia entre los tramos 2x 500 kV Los Changos – Cumbres respectivamente, esto para el mes de diciembre 2017. Además, se presenta las transferencias máximas diarias/horarias y las transferencias máximas del mes. Téngase presente que los valores positivos en las gráficas representan transferencias en el sentido Los Changos hacia Cumbres (norte a sur, o bien SING a SIC) y que los valores negativos representan el sentido contrario.

Para el mes de diciembre 2017, la transferencia máxima desde el SING hacia el SIC fue de 216 MW (transferencia positiva en los gráficos), y la transferencia máxima en el sentido SIC hacia el SING fue de 272 MW (transferencia negativa en los gráficos)

Transferencia de potencia promedio diario 2x500 kV Los Changos - Cumbres

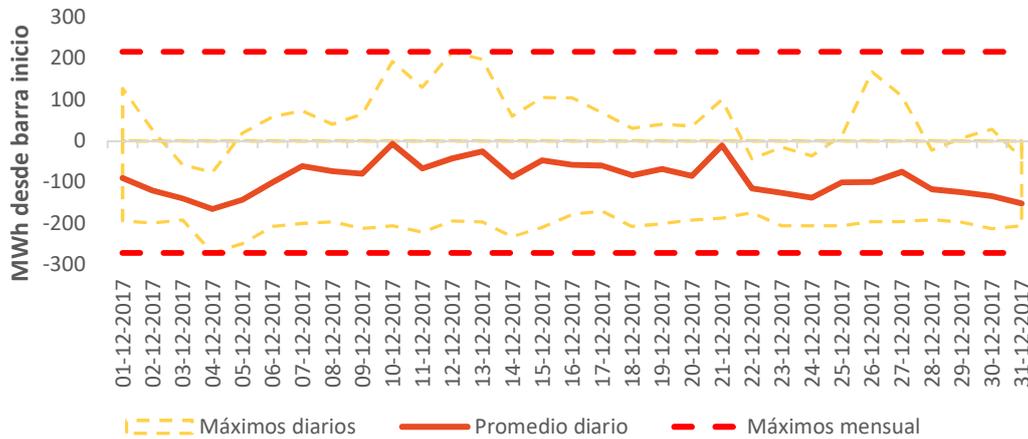


Ilustración 6: Transferencia promedio diaria de potencia en línea de interconexión SIC-SING

Transferencia de potencia promedio horaria 2x500 kV Los Changos - Cumbres

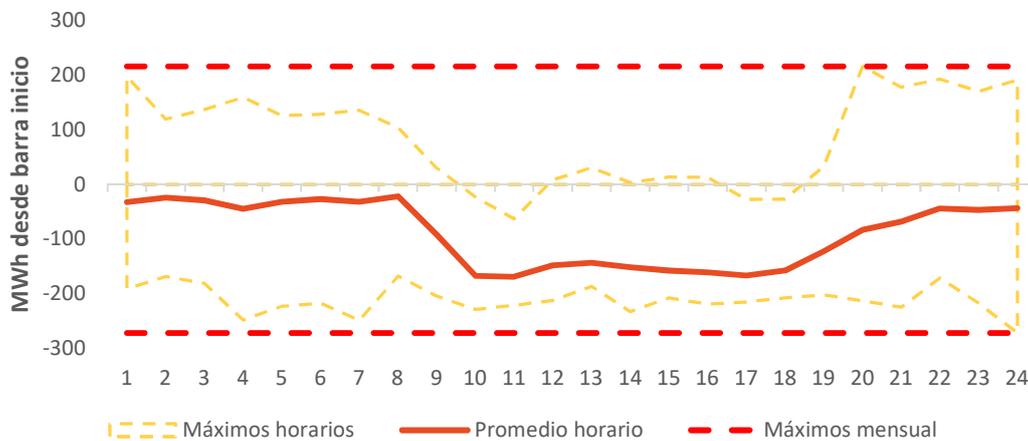


Ilustración 7: Transferencia promedio horaria de potencia en línea de interconexión SIC-SING

En términos medios para el mes de diciembre 2017, las transferencias en dirección SIC→SING son predominantes (valores negativos en las gráficas), acentuadas en las horas de mayor generación solar, producto de la sobreoferta en el norte chico.

3 Sistema Interconectado Central (SIC)

3.1 Indicadores de la operación

En la siguiente tabla se muestran los principales datos de operación del SIC para los últimos 11 años, dentro de lo que se aborda composición de la generación eléctrica por tipo de aporte, demandas máximas de potencia y costo marginal de energía.

Tabla 2: Estadísticas de operación SIC últimos 11 años (Generación y Composición Matriz)

SIC	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Generación bruta (GWh)	42,043	41,874	41,790	43,226	46,115	48,869	50,891	52,212	52,905	53,906	54,920
Embalse	36.7%	38.6%	40.3%	32.4%	29.4%	26.0%	22.3%	28.8%	28.2%	19.2%	17.2%
Pasada	16.2%	17.7%	18.5%	16.7%	15.3%	15.1%	16.0%	16.1%	16.8%	16.8%	22.4%
Gas N	6.2%	2.9%	2.2%	2.3%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
GNL	0.2%	0.1%	2.5%	14.6%	21.7%	20.8%	19.1%	15.4%	16.1%	18.7%	18.2%
Carbón	14.8%	15.1%	16.3%	20.3%	21.9%	25.4%	33.3%	27.4%	26.3%	30.9%	25.9%
Petróleo	24.2%	23.5%	17.8%	10.9%	9.0%	8.1%	3.8%	4.1%	2.6%	2.4%	1.8%
Eólico	0.0%	0.1%	0.2%	0.8%	0.7%	0.8%	1.1%	2.3%	3.5%	3.7%	5.4%
Solar	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.7%	1.9%	3.2%	4.5%
Biomasa /Cogeneración	1.8%	2.1%	2.3%	2.0%	1.9%	3.8%	4.4%	5.2%	4.5%	5.1%	4.8%

Tabla 3: Demandas máximas de potencia y Costo Marginal

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Dem Máx HP (MW)	5,656	5,647	5,392	5,776	6,014	6,391	6,787	7,079	7,113	7,201	7,511
Dem Máx HFP (MW)	6,313	6,147	6,133	6,482	6,881	6,992	7,282	7,547	7,577	7,789	8,072
Factor de carga	0.76	0.78	0.78	0.76	0.77	0.80	0.80	0.79	0.80	0.79	0.78
CMg Quillota 220 kV (US\$/MWh)	169.7	204.1	104.8	135.2	182.4	188.6	148.7	131.1	88.7	59.7	57.4

3.2 Evolución de la Generación Eléctrica

El crecimiento acumulado para 2017 respecto de 2016⁴ alcanzó 2,2% en el SIC, mayor al crecimiento del 2016 respecto al 2015 de 1,6%. De todas formas, se mantiene las tasas de crecimiento bajos de los últimos años.

Se aprecia en la gráfica adjunta, que cubre el periodo de 25 años 1993-2017 la condición de constante y creciente demanda eléctrica a tasas entre 4 y 10%, salvo el notable estancamiento e

⁴ Se considera que el año 2017 tiene un día menos que el 2016 y la comparación se hace usando promedios diarios. Si se obvia la diferencia de días entre los años la cifra de crecimiento disminuye a 1,9%

incluso incrementos negativos durante el periodo entre mediados 2006 hasta mediados 2009, luego de lo cual se advierte fuerte recuperación desde el año 2010, no obstante, los efectos del terremoto en la zona central al que sigue visiblemente una recuperación de la actividad económica. Vemos también que este crecimiento en períodos móviles presentó una desaceleración y tendencia sistemática a la baja a partir del mes de mayo 2011, donde registró un máximo de 8,0%, llegando a niveles de 4% a finales del 2013, para nuevamente presentar bajas sistemáticas a partir del 2014, llegando a cifras en torno al 2,8%.

En el año 2015 en el primer cuatrimestre se apreciaron leves variaciones al alza, para luego bajar nuevamente en el resto del año alcanzando el 1,3% a finales del 2015. Comenzando al año 2016, la tendencia a la baja se prolongó por los primeros 2 meses del año, para luego recuperarse llegando a un máximo de 1,8%, para luego bajar nuevamente y estabilizarse en 1,6% de finales del año 2016.

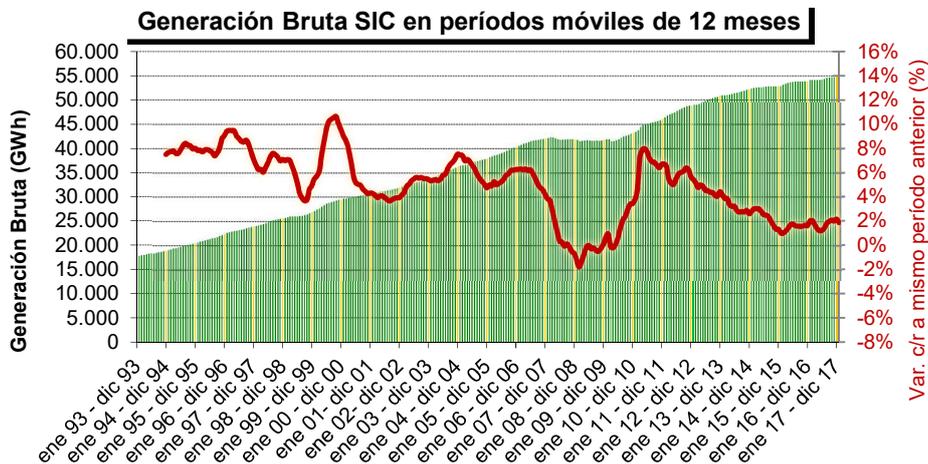


Ilustración 8: Generación acumulada SIC en períodos móviles de 12 meses

Ahora a comienzos del 2017 se aprecia un alza alcanzando un 2,0% para el primer y segundo mes, pero se retoma la tendencia a la baja a partir del tercer mes del año, hasta alcanzar el piso de este año de 1,2% en el quinto mes, y finalmente comenzar a recuperar y subir al 2,2% actual.

3.3 Costos Marginales de Energía

Los costos marginales durante 2017, en la barra Quillota 220 kV, resultaron en promedio en 57,4 US\$/MWh, lo que representa una baja de 3,9% respecto al registrado en 2016 y una baja aún mayor de 35,3% respecto al valor registrado en 2015. Recordemos que estas cifras reflejan el costo de producción de la componente de energía de la central más ineficiente y cara que es necesaria para abastecer la demanda del sistema.

La baja de los costos marginales obedece a la mayor participación de la generación hidráulica, desplazando principalmente generación en base a carbón. También se destaca el mayor aporte de

energías renovables no convencionales (solares, eólicas, biomasa y biogás), las que conjuntamente también ayudan a desplazar la utilización de combustibles fósiles menos eficientes.

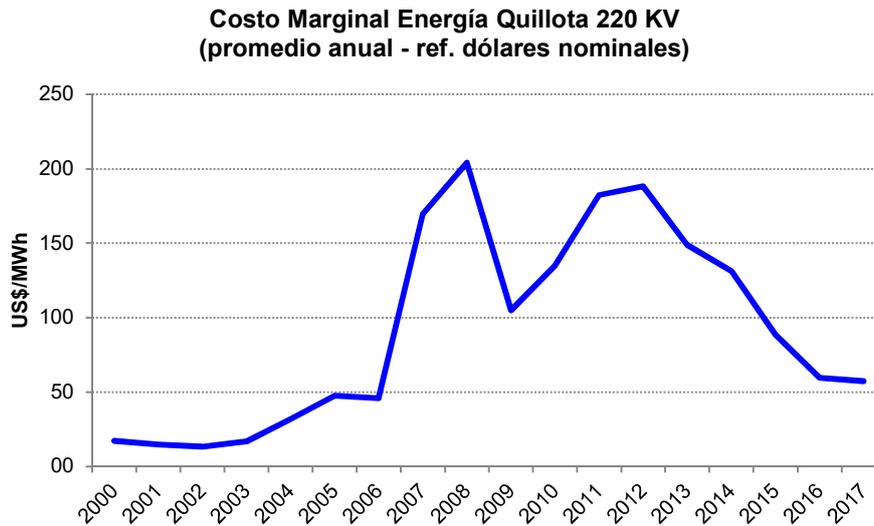


Ilustración 9: Costos Marginales de energía Quillota 220 KV (SIC)

3.4 Precio Medio de Mercado (PMM)

Cabe recordar que el PMM corresponde al precio promedio de suministro eléctrico, considerando facturación de energía y potencia (incluyendo los costos de transporte, SSCC y otros) de los clientes libres del respectivo sistema considerándose que estos son principalmente industriales y mineros a los que conforme a la normativa, desde 2010, se agregan en el cálculo del PMM los precios de nudo de largo plazo, esto es los correspondientes a los precios resultantes de las licitaciones de suministro realizadas por las empresas distribuidoras en el SIC para abastecer a clientes regulados de sus zonas de concesión a los precios de adjudicación de sus contratos con los productores generadores de electricidad.

Desde fines del año 2010, en que el precio medio de mercado en el SIC registró una importante alza, alcanzando sus máximos valores a principios de 2011, el PMM ha presentado una tendencia gradual a la baja en los siguiente 6 años, para comenzar a subir nuevamente durante este año. Así entonces el PPM promedio este año 2017 alcanzó 96,6 US\$/MWh, 3,5% mayor que el promedio del año anterior.



Ilustración 10: Precio Medio de Mercado SIC

Si se analiza el detalle de las componentes de precio libre y regulado del PMM se tiene una estabilización de ambos precios en el año 2015, respecto a la clara diferenciación que tenían el 2014. A mediados del 2016 El PMM de los clientes regulados sufre un alza que nuevamente separa ambas curvas. El PMM de los clientes libres el año 2017 promedia 91,8 US\$/MWh, mientras que el PMM de los clientes regulados promedia 99,7 US\$/MWh.

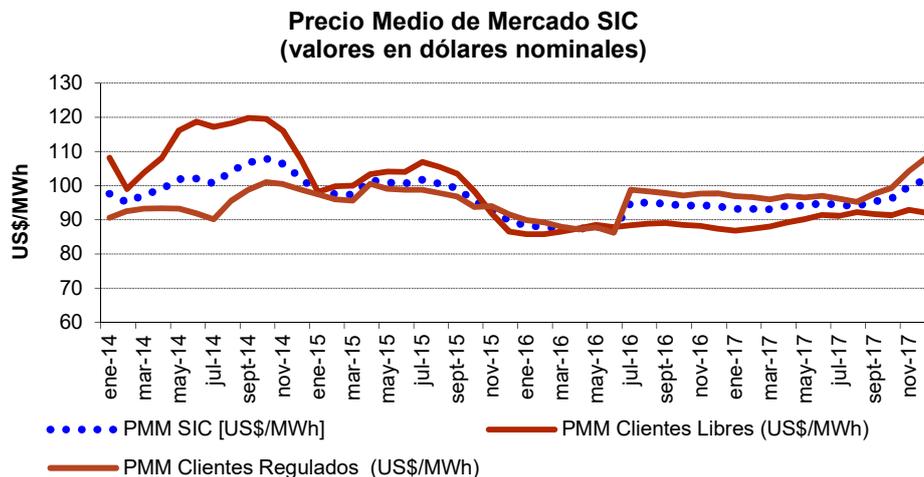


Ilustración 11: Precio Medio de Mercado Libre y Regulado SIC últimos 4 años

3.5 Evolución de la generación por tipo de aporte

En la gráfica que sigue se muestra la evolución mensual (enero 1985- diciembre 2017) de la generación bruta de energía en el SIC por tipo de aporte, lo que se lee en la escala izquierda del gráfico, lo cual es complementado por la serie de CMg promedio de cada mes (Quillota 220 KV) en la escala derecha.

En dicha gráfica se aprecia principalmente la gradual baja en la participación hidroeléctrica a partir de 2008, con una sequía de varios años que se atenúa mejorando las condiciones hidrológicas durante los últimos años con una participación de 45% el 2014 y 2015 y del 36% el 2016. También se denota el crecimiento en la participación termoeléctrica a Carbón y GNL con reducción del Diesel, todo con influencia general que fue denotando en menores costos de operación del sistema.

En tal sentido se aprecia como los CMg responden claramente al alza en períodos de menor despacho hidroeléctrico, producto del reemplazo por diésel o GNL aun de alto costo en el sistema.

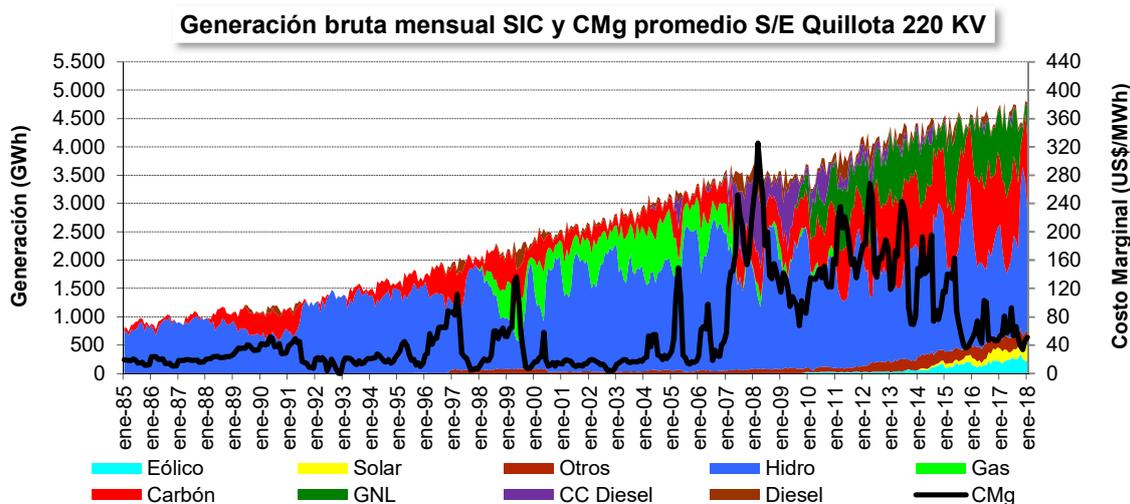


Ilustración 12: Generación Bruta por tipo de aporte SIC

Se hace notar además la entrada de las centrales ERNC acentuada en el año 2014, ejemplos de ellas son las centrales solares Esperanza, Llano de Llampos, San Andrés, Diego de Almagro, Salvador y Chañares, además de las centrales eólicas Arrayán, San Pedro, los Cururos, Punta Palmera, Ucuquer 2 y Taltal, y finalmente las centrales de biomasa Laja CMPC, Santa Marta, KDM y CMPC Pacífico entre otras.

A comienzos del 2015, se continuó la rápida incorporación de centrales ERNC como las centrales solares Lalackama y Javiera y la central eólica Talinay Poniente, a las que se agrega la central solar Luz del Norte (141 MW) en agosto 2015, finalizando el 2015 con 612 MW instalados de generación solar y 814 MW instalados de generación eólica. Las incorporaciones continuaron el año 2016, instalándose un total de 579 MW en tecnología solar y 400 MW de centrales eólicas.

Esta rápida incorporación de centrales solares y eólicas provocó un alza notable en aporte a la generación. Para el 2014 el aporte solar y eólico fue de 3,0%, la que sube a un 5,4% en el 2015, para volver a aumentar a un 6,9% el año 2016. Y registrándose a la fecha un aporte conjunto eólico solar de 9,8% para el año 2017.

Participación por tipo de aporte en la generación bruta anual SIC

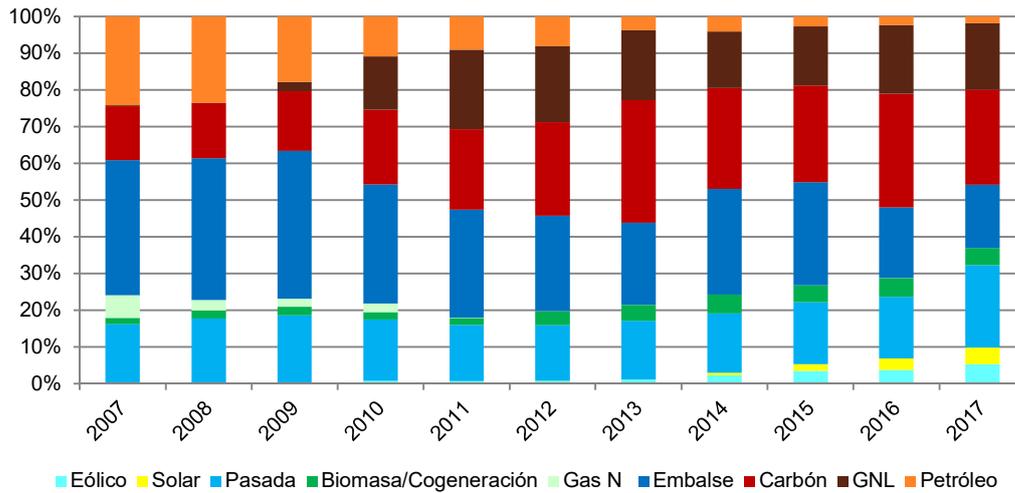


Ilustración 13: Generación Bruta por tipo de aporte SIC

En el año 2017 se aprecia una disminución en la participación termoeléctrica desde un 52,0% del año 2016 hasta a un 45,8% del año 2017, compuesto por 18,2% de GNL, 25,9% de carbón y 1,8% petróleo. Por su parte la participación hidroeléctrica llega a un 39,5% (embalse 17,2% y pasada 22,4%) dejando a la energía biomasa y cogeneración con un 4,8% y las energías eólicas y la solar en un fuerte aumento al 9,8%.

3.6 Energía Embalsada

En la gráfica se muestra la evolución histórica de la energía embalsada, comparando con el nivel de los embalses a finales del año 2017, que promedió durante diciembre 4.014 GWh.

Energía embalsada SIC (1985 -2016)

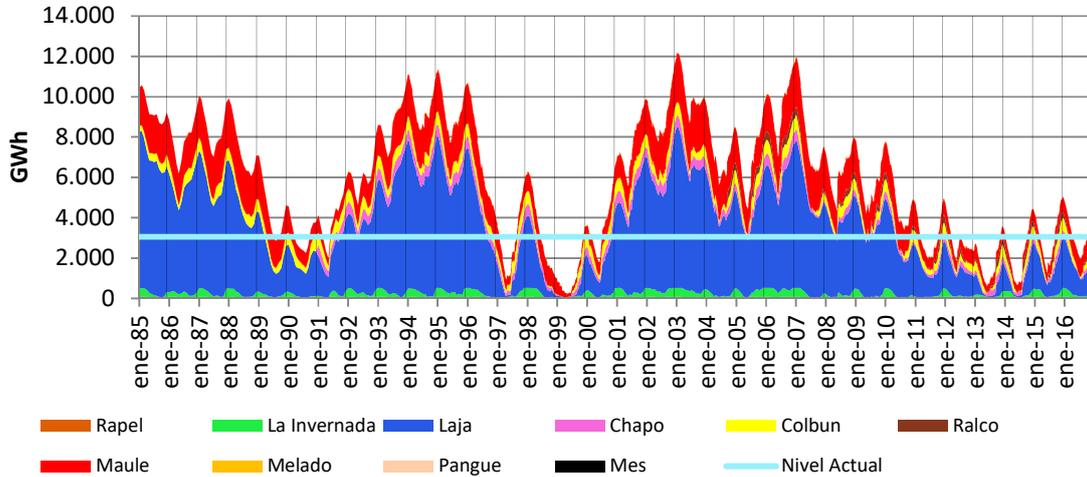


Ilustración 14: Energía Embalsada SIC

Debe hacerse notar que el análisis de la energía embalsada se realiza en periodos hidrológicos y según año calendario. El año hidrológico 2016 comenzó en abril 2016 y terminó en marzo 2017. En el mes de abril 2017 comienza el año hidrológico 2017 y terminará en marzo 2018.

Comparando el año hidrológico 2017 respecto al 2016, se tiene que la energía embalsada durante los primeros 7 meses del año hidrológico 2017 fue menor respecto al año anterior. Es por esto que en términos medios el año 2017 promedió 1.682 GWh, lo que implica una baja de 33% respecto al mismo periodo del año 2016.

Sin embargo, hacia finales del año 2017 la situación se invierte, recuperando el nivel de los embalses, reflejado en que actualmente existe embalsado un 65% del promedio histórico de los meses de diciembre del 1994-2016, comparado al 47% a la misma fecha del año anterior.

Energía embalsada promedio mensual histórica vs año hidrológico 2017

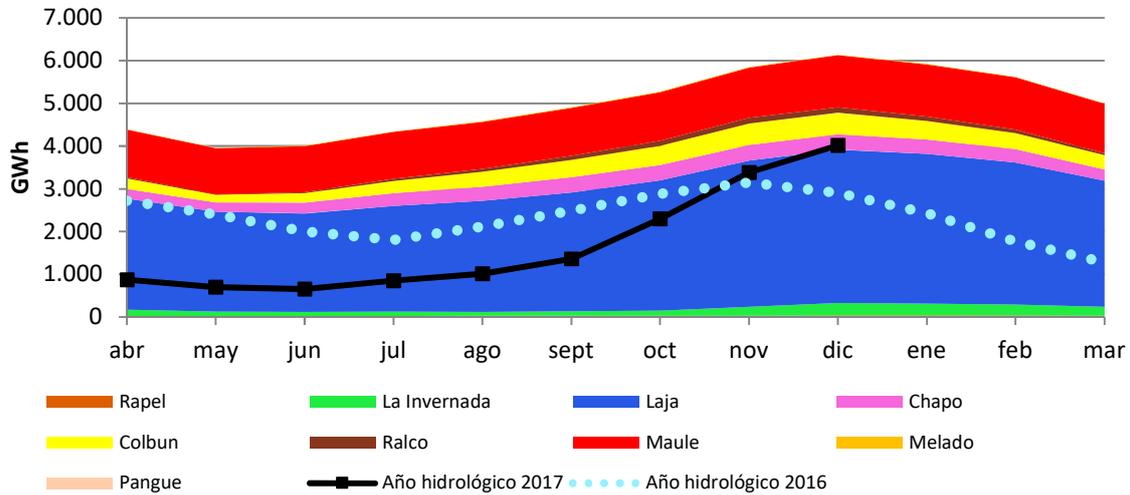


Ilustración 15: Energía embalsada promedio mensual histórica

3.7 Norte Chico

En el año 2015 hubo cambios notables en la zona de la barra Los Vilos hacia el norte, denominada Norte Chico, mientras que para el año 2016 y 2017 estos cambios pasaron a ser el nuevo estado normal.

Debido al aumento importante de la generación local en el año 2015, gracias a la entrada en servicio de 11 centrales solares y 2 eólicas, más la 5ª unidad del complejo carbonero Guacolda, el perfil de generación, así como los costos marginales de la zona fueron muy afectados. Para el año 2016 estos efectos sólo se agudizaron gracias a la entrada de 9 centrales solares y 1 central eólica.

Ahora conforme se fueron integrado nuevas centrales en la zona, el aporte eólico y solar fue cobrando mayor relevancia, considerando además la incorporación de la 5ª unidad de Guacolda, todo lo anterior forzó a las unidades de Guacolda bajar su producción a niveles de mínimo técnico, dejando de marcar el marginal y llevando los costos marginales a valores nulos, en las horas de mayor generación solar, registrándose el fenómeno de “vertimiento ERNC” que consiste en generación ERNC eólica y/o solar que no genera por incapacidad del sistema de transmisión de transportar esta energía. En la barra Diego de Almagro se aprecia con claridad este fenómeno dado que es la zona donde se concentra la mayor generación solar.

En 2017 ya no se registra un aumento significativo de nuevas centrales solares o eólicas en la zona del norte chico, por lo que los perfiles de costo marginal y de generación ya no sufren mayores cambios respecto al año 2016.

Tal y como muestra las siguientes gráficas, los costos marginales en la zona norte a la hora de mayor generación solar se desacoplaban respecto a los costos marginales del centro, llegando a costos marginales nulos en la barra de Diego de Almagro y Maitencillo, que es la zona donde se concentra la mayor generación solar.

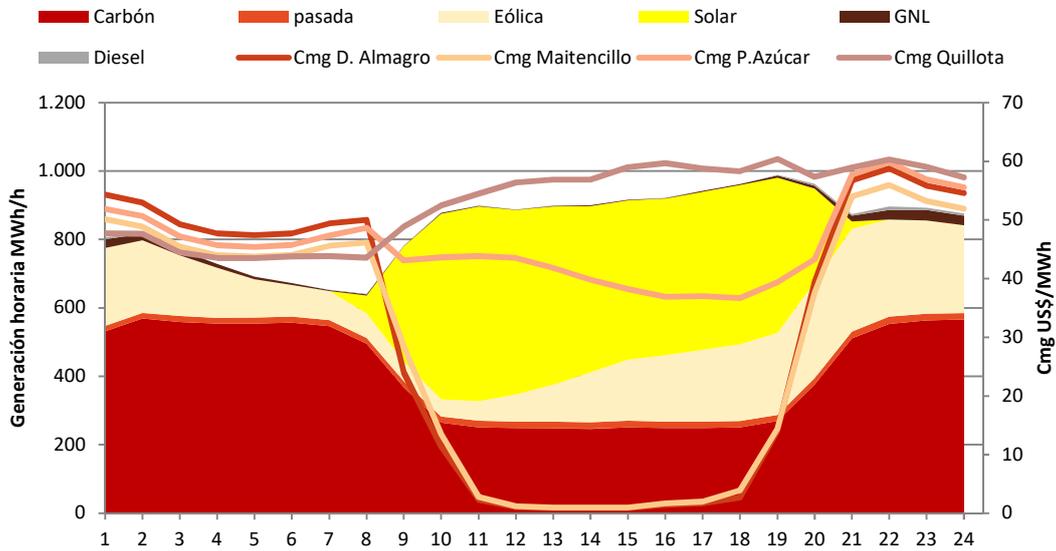


Ilustración 16: Perfil de generación horario promedio de enero 2017

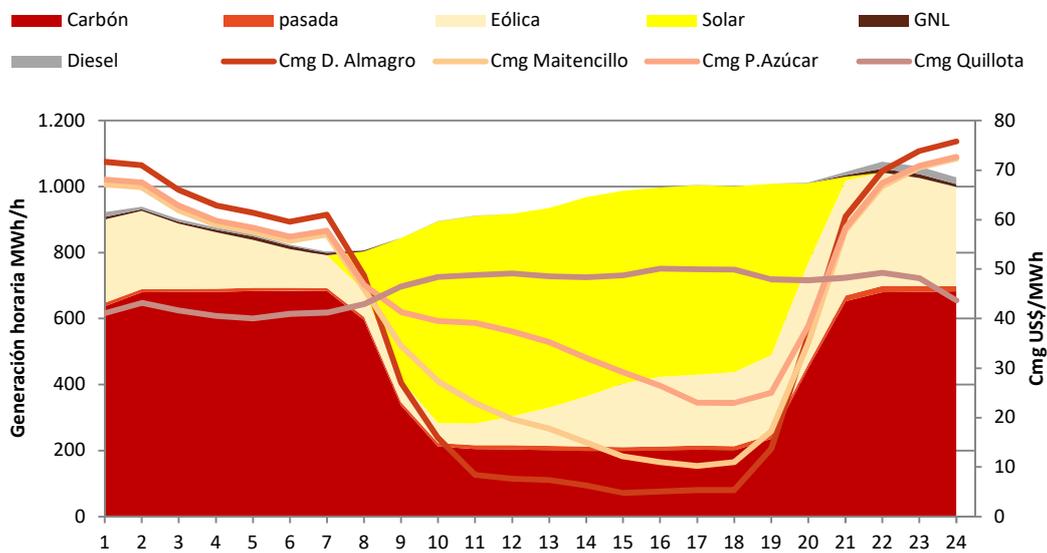


Ilustración 17: Perfil de generación horario promedio de diciembre 2017

La condición de sistema aislado en las horas de mayor generación solar no ha cambiado con la primera etapa de la interconexión SIC-SING, registrándose durante el día costos marginales nulos, es decir, se sigue vertiendo energía ERNC durante el día, aunque ahora los costos marginales durante la noche vienen dados por generación local a carbón o diésel, o bien por generación desde el norte grande (SING) con centrales a carbón o gas natural.

4 Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

4.1 Indicadores de la operación

En la siguiente tabla se muestran los principales datos de operación del SING para los últimos 11 años, dentro de lo que se aborda composición de la generación eléctrica por tipo de aporte tecnológico y combustibles, demandas máximas de potencia y costo marginal de energía.

Tabla 4: Estadísticas de operación SING últimos 11 años

SING	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Generación bruta total (GWh)	13,946	14,502	14,907	15,104	15,889	16,756	17,237	17,703	18,805	19,466	19,241
Pasada	0.5%	0.5%	0.4%	0.4%	0.4%	0.5%	0.5%	0.5%	0.4%	0.4%	0.4%
Gas N	22.6%	11.8%	20.1%	6.3%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
GNL	0.0%	0.0%	0.0%	20.5%	25.8%	13.6%	9.3%	11.3%	13.5%	9.1%	9.9%
Carbón	57.6%	58.5%	56.6%	57.8%	69.8%	83.0%	81.8%	79.5%	75.4%	78.5%	76.7%
Petróleo	19.4%	29.2%	22.8%	15.0%	3.9%	2.8%	7.7%	6.4%	6.7%	5.7%	1.5%
Eólico	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	1.2%	1.2%	1.3%	2.9%
Solar	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.5%	2.0%	4.4%	7.5%
Cogeneración	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.7%	0.7%	0.7%	0.7%	0.7%
Geotermia	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.3%

Tabla 5: Demandas máximas de potencia y Costo Marginal

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Dem Máx HP (MW)	1,791	1,897	1,901	1,998	2,160	2,169	2,188	2,360	2,463	2,555	2,775
Dem Máx HFP (MW)	1,758	1,868	1,881	1,954	2,157	2,167	2,243	2,372	2,453	2,552	2,761
Factor de carga del sistema	0.89	0.87	0.90	0.86	0.84	0.88	0.88	0.85	0.87	0.87	0.79
CMg Crucero 220 kV (US\$/MWh)	113.0	199.8	111.0	121.0	95.8	86.7	78.5	75.7	57.1	61.8	55.7

4.2 Evolución de la Generación Eléctrica

El crecimiento acumulado de 2017 respecto de 2016 alcanzó un negativo 0,9⁵%, una gran caída respecto al crecimiento registrado en 2016 respecto de 2015 de 3,2%.

La gráfica cubre el periodo de 25 años entre 1993-2017, donde se aprecia un crecimiento explosivo en los años 90's a tasas entre 10% y 20%, para luego oscilar entre tasas del 2% y 6%, con excepción del estancamiento durante el año 2009 donde las tasas fueron casi nulas, y

⁵ Se considera que el año 2017 tiene un día menos que el 2016 y la comparación se hace usando promedios diarios. Si se obvia la diferencia de días entre los años la cifra de crecimiento disminuye a -1,2%

recuperándose rápidamente el año 2010 al 2012 efecto de la recuperación de la actividad económica. Se aprecia para los años siguientes variaciones de crecimiento entre el 2,5% y el 6,5%, las que están fuertemente influenciadas por los ciclos económicos del cobre. En el último ciclo se aprecia una caída de las tasas de crecimiento desde un 6,2% en el que terminó al año 2015 a un 3,2% en que termina el año 2016.

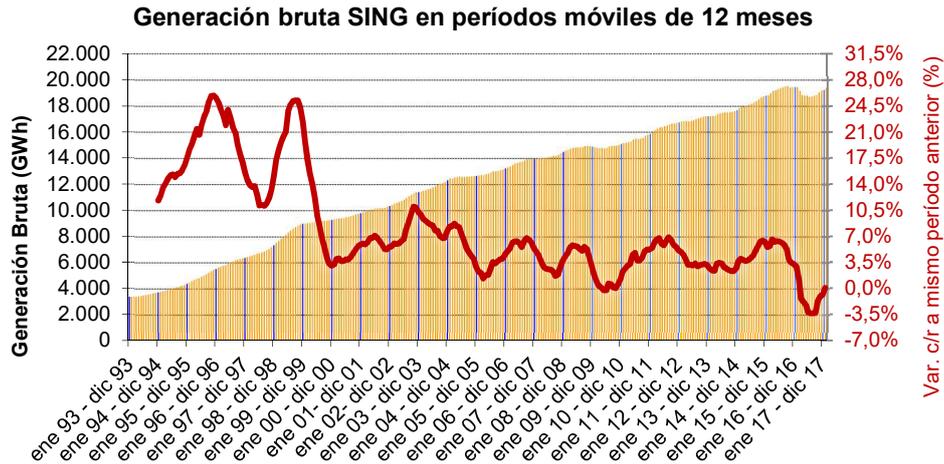


Ilustración 18: Generación acumulada SING en períodos móviles de 12 meses

Comenzando el año 2017 la baja continúa alcanzando el 2,9% para el primer mes del año y con una caída brusca al 1,2% en segundo mes, cayendo a cifras negativas a partir del tercer mes del año, manteniendo la tendencia a la baja hasta llegar al piso de 3,4% negativo en el séptimo y octavo mes de este año, para mejorar los últimos meses y alcanzar el 0,9 negativo actual.

4.3 Costos Marginales de Energía

Los costos marginales del año 2017, en la barra Crucero 220 kV, alcanzaron un promedio de 55,7 US\$/MWh, lo que representa una baja de 9,9% respecto al año anterior, lo cual se explica por una mayor estabilidad de la oferta durante este año, comparado con las salidas de servicio de grandes centrales carboneras durante el año anterior.

**Costo Marginal Energía Crucero 220 KV
(promedio anual - ref. dólares nominales)**

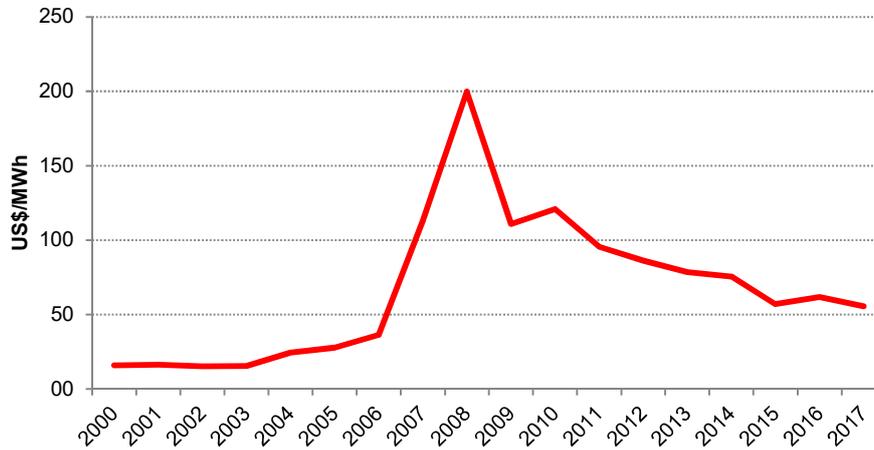


Ilustración 19: Costos Marginales de energía Crucero 220 KV (SING)

4.4 Precio Medio de Mercado (PMM)

El PMM en el SING, al igual que en el SIC, representa precios medios facturados por los generadores en sus productos potencia y energía, los que muestran que prosigue una tendencia a la baja desde los valores extremos de 2008, registrando durante 2017 un valor promedio de 87,0 US\$/MWh, lo que representa un alza de 12,3% respecto año anterior.

**Precio Medio de Mercado SING
(valores en dólares nominales)**

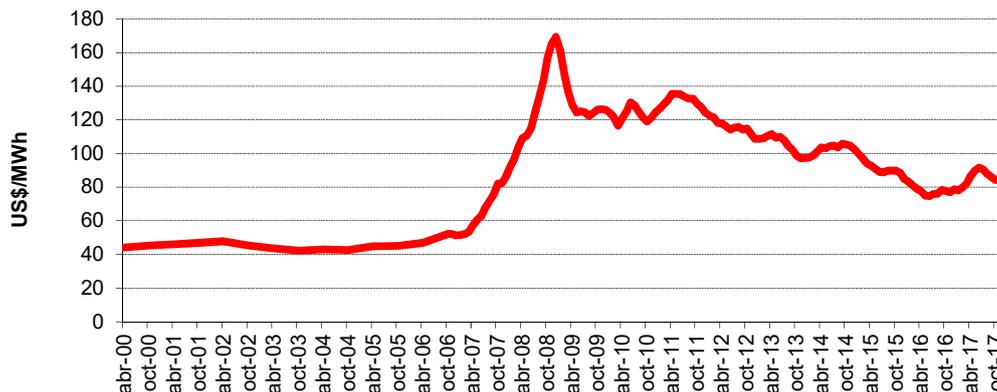


Ilustración 20: Precio Medio de Mercado SING

Si se analiza el detalle de las componentes de precio libre y regulado del PMM se tiene que el PMM de los clientes libres del 2017 promedio 85,4 US\$/MWh, mientras que el PMM de los clientes regulados promedia 99,8 US\$/MWh.

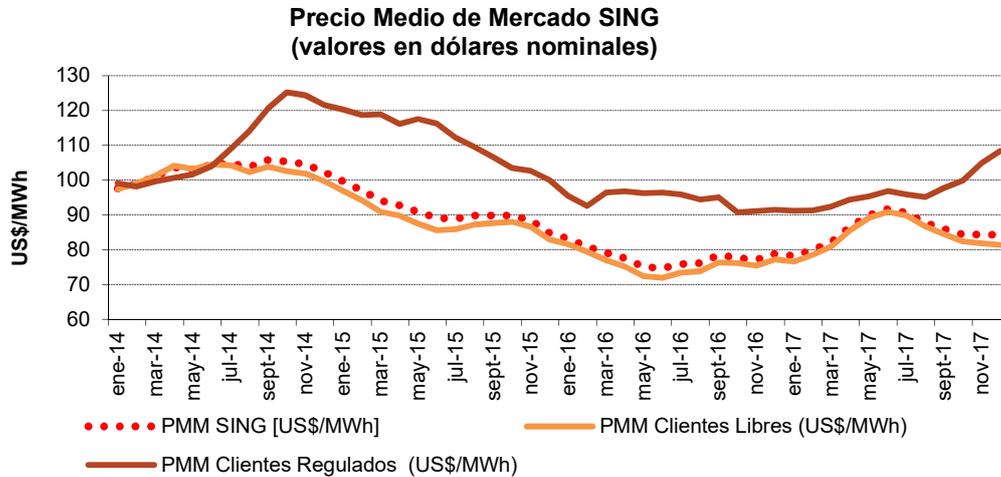


Ilustración 21: Precio Medio de Mercado Libre y Regulado SING últimos 4 años

4.5 Evolución de la generación por tipo de aporte

En la gráfica adjunta se muestra la evolución mensual (enero 1994-diciembre 2017) de la generación bruta de energía en el SING por tipo de aporte, lo que se lee en la escala vertical izquierda, lo cual es complementado por la serie de CMg promedio de cada mes (Crucero 220 KV) cuya lectura debe hacerse en la escala derecha del gráfico.

En esta se aprecia principalmente la participación creciente que tiene actualmente el carbón en la matriz de generación de este sistema, vinculado con la puesta en servicio desde 2012 de las centrales Andina (165 MW), Angamos 1 (260 MW), Hornitos (165 MW) y Angamos 2 (260 MW).

Después de esta serie de inversiones en centrales carboneras, no entran al sistema nuevas inversiones, hasta la incorporación en 2013 de la primera central Solar del SING, la central Huayca, a la que se sumó luego la central Solar el Águila, ambas centrales del tipo fotovoltaica de 1,4 y 2 MW respectivamente.

Ya a finales de año 2013, se incorpora también la primera gran central eólica Valle de los Vientos, con una potencia de 90 MW totales. Luego en marzo 2014 se incluye la primera etapa de las centrales solares Pozo Almonte (24 MW) y en noviembre 2014 la central solar fotovoltaica María Elena (110 MW), cerrando el año 2014 con 260 MW instalados de centrales ERNC solares, eólicas y de cogeneración y una participación en la generación de 4% a finales del año 2014.

Aun así, el aporte de la generación solar y eólico en el 2014 fue de tan sólo 1,7%, ya que los mayores aportes se integraron a finales del año 2014. Para el 2015 el aporte en generación sube a un 3,2%, gracias además a la incorporación de la central solar Jama (30 MW) a principios del 2015. A comienzos del año 2016, se integra un nuevo parque solar Finis Terrae, que se espera aporte una vez completada todas sus etapas un total de 160 MW, así como la central solar Andes (22 MW) y finalizando el 2016 se integra la segunda central eólica Sierra Gorda Este (112 MW), terminando el año con una participación eólica y solar del 5,7%.

Además, también se destaca para el año 2016, la integración las centrales carboneras Cochrane 1 (266 MW) que entró en operación comercial en julio, Cochrane 2 (266 MW) que entró en operación comercial en octubre, junto al ciclo combinado Kelar (517 MW) que entró en operación comercial a finales de diciembre 2016.

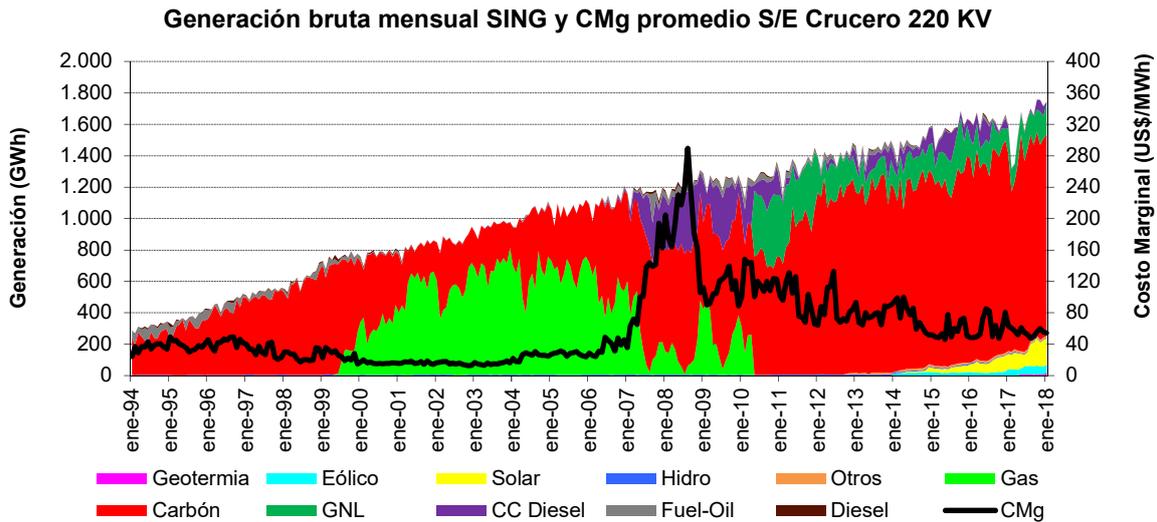


Ilustración 22: Generación Bruta por tipo de aporte SING

Comenzando el 2017 se destaca la entrada de las centrales solares Uribe (53 MW) y Bolero (147 MW), así como la primera central geotérmica del país Cerro Pabellón (55 MW), al igual que la primera etapa del complejo termosolar Cerro Dominador (99 MW).

La rápida incorporación de centrales solares y eólicas provocó un alza notable en aporte a la generación de este tipo de energía. Para el 2014 el aporte solar y eólico fue de 1,7%, la que sube a un 3,2% en el 2015, para volver a aumentar a un 5,7% el año 2016. Y registrándose a la fecha un aporte conjunto eólico solar de 10,5% para el año 2017.

Participación por tipo de aporte en la generación bruta anual SING

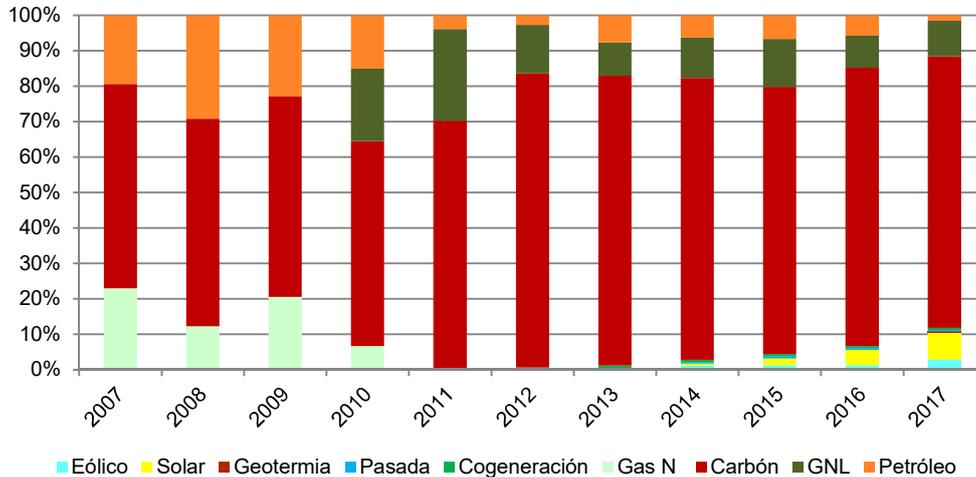


Ilustración 23: Generación Bruta por tipo de aporte SING

En el año 2017 la participación por tipo de combustible cambia respecto al año anterior, con una participación mayoritaria del carbón de un 76,7%, seguido por el aporte de GNL de 9,9% y del petróleo de 1,5%. Por su parte las energías minoritarias, como la generación hidráulica llega a 0,4%, la cogeneración a 0,7%, la recientemente integrada geotermia a 0,3% y la eólica más solar aumentan notablemente a 10,5% del 5,7% del año anterior.

5 Balance ERNC

En 2010 comenzó a regir la Ley N° 20.257 que introdujo cambios en la Ley General de Servicios Eléctricos, respecto de la obligación para los generadores de acreditar que sus ventas a clientes finales tenían origen en determinados porcentajes de generación de energía eléctrica producida con fuentes renovables no convencionales (ERNC). Actualmente rige una obligación de llegar al 20% de las ventas en el mercado eléctrico para el año 2025, siendo la obligación del año 2017 de 9,0% para los contratos suscritos con posterioridad al 1 de junio 2013, y de 6,0% para contratos celebrados entre el 31 de agosto 2007 y antes del 1 de junio 2013.

Así entonces, la energía retirada afecta a la obligación del año 2017 representa un 75% de los retiros a clientes finales totales SIC+SING.

Este balance y cierre para 2016 baja al valor de 4,0 US\$/MWh (tasa de cambio utilizada de 676,94 promedio 2016) y se transó un total de 2.136 GWh. En la tabla se aprecia la evolución histórica de estos precios desde el año 2010, donde se aprecia la baja en los precios desde los últimos 5 años, así como el aumento sostenido del volumen transado en los últimos 4 años. Los resultados del año 2017 se esperan estén disponibles en marzo 2018.

Tabla 6: Evolución de precio de excedentes de atributos ERNC

Año	Precio Excedentes US\$/MWh	Excedentes traspasados GWh
2010	12,6	241
2011	13,8	442
2012	12,5	1.105
2013	11,7	1.085
2014	8,1	1.294
2015	4,7	1.392
2016	4,0	2.136

La normativa señala que el balance de ERNC, para determinar déficit y excedentes debe realizarse de manera anual y de manera conjunta ente ambos sistemas SIC+SING. En la gráfica se muestra la evolución histórica de las obligaciones vs la generación ERNC acreditada desde el año 2010.

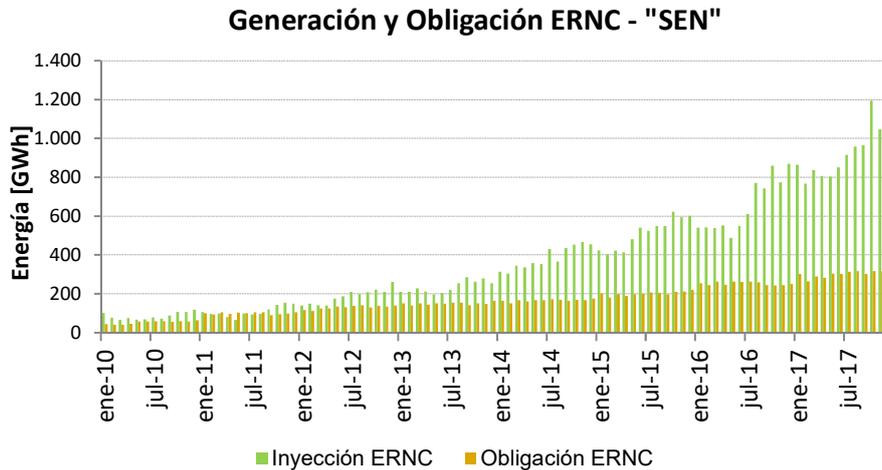


Ilustración 24: Balance mensual ERNC en el SIC+SING

En el siguiente cuadro se muestra un resumen en términos anuales del balance de inyecciones y obligaciones de acreditación de ERNC para cada sistema (SIC y SING) y la suma de ambos a partir del año 2010.

Tabla 7: Balance anual ERNC SIC-SING

ERNC (GWh)	SIC	SING	SEN
Inyección 2010	1,029.3	2.9	1,032.2
Obligación 2010	513.8	133.6	647.4
Balance 2010	515.5	-130.7	384.8
Inyección 2011	1,289.4	16.6	1,306.0
Obligación 2011	1,032.1	166.9	1,199.0
Balance 2011	257.4	-150.4	107.0
Inyección 2012	2,229.5	18.3	2,247.8

ERNC (GWh)	SIC	SING	SEN
Obligación 2012	1,232.7	339.1	1,571.9
Balance 2012	996.7	-320.9	675.9
Inyección 2013	2,795.9	21.9	2,817.8
Obligación 2013	1,413.1	385.1	1,798.2
Balance 2013	1,382.8	-363.2	1,019.6
Inyección 2014	4,298.3	321.3	4,619.6
Obligación 2014	1,566.0	436.8	2,002.8
Balance 2014	2,732.3	-115.5	2,616.8
Inyección 2015	5,497.8	629.3	6,127.1
Obligación 2015	1,846.3	581.0	2,427.3
Balance 2015	3,651.4	48.4	3,699.8
Inyección 2016	6,712.4	1,128.4	7,840.8
Obligación 2016	2,237.5	807.9	3,045.4
Balance 2016	4,475.0	320.4	4,795.4
Inyección 2017	8,969.3	2,117.8	11,087.1
Obligación 2017	2,657.0	985.1	3,642.1
Balance 2017	6,312.4	1,132.7	7,445.0

Balance = Generación – Obligación

Por tanto, a nivel país se tiene un excedente del 204% respecto a la obligación para el año 2017.

En la siguiente gráfica se aprecia que, a comienzos del año 2014, no tan sólo se cumple con la obligación ERNC actual, sino que además se cumple con la obligación ERNC de la nueva ley ERNC 20/25 si se aplicara a la totalidad de las ventas de energía del SIC y SING, porcentaje que para el año 2017 corresponde a un 9%.

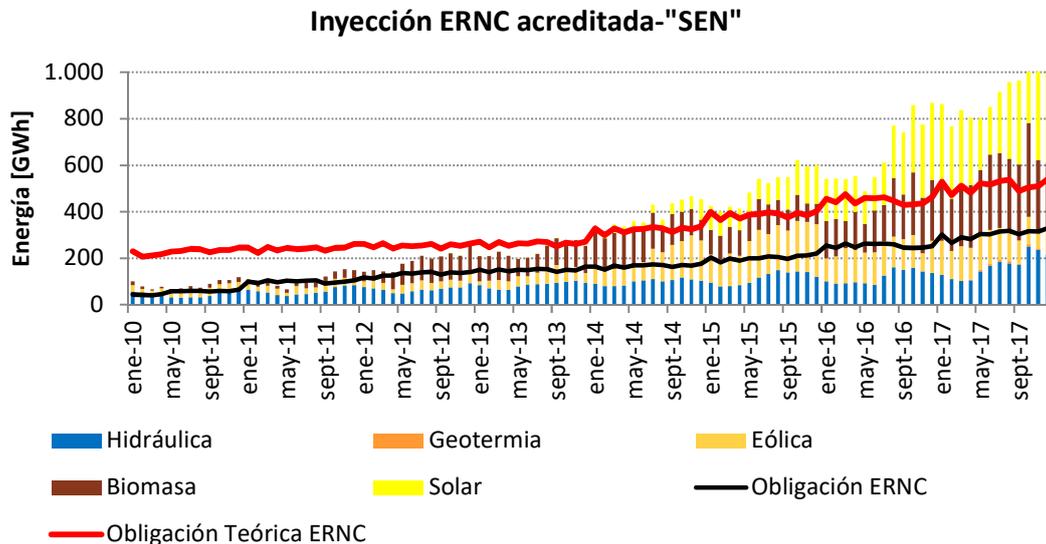
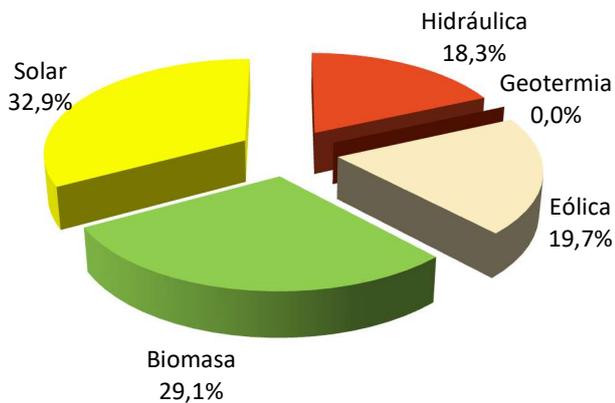


Ilustración 25: Inyección acreditada por tipo de fuente

En el año 2017 el mayor aporte de generación ERNC fue por parte de la tecnología solar con un 35,7%, le sigue la biomasa con un 32,2%, luego la eólica con un 13,7%, la hidráulica con 17,9% y finalmente la geotermia con 0,6%

Participación de generación ERNC acreditada 2016



Participación de generación ERNC acreditada 2017

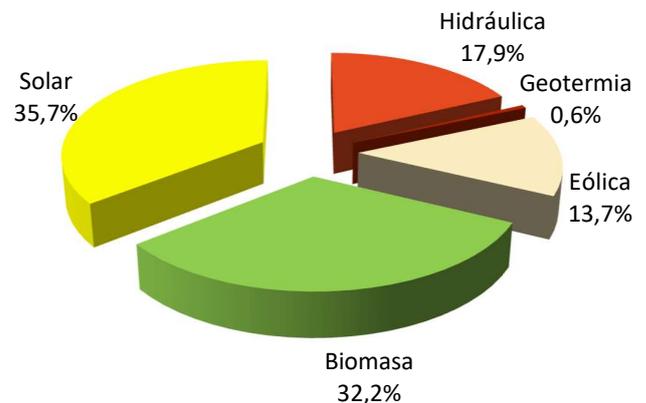


Ilustración 26: Participación de las tecnologías ERNC 2016 y 2017

6 Precios de combustibles para generación eléctrica

Comisión Nacional de Energía, CNE, informa mensualmente los parámetros a considerar en las indexaciones o reajustes de los precios de nudo de largo plazo, es decir, los precios resultantes de los procesos de licitación llevados a cabo por las empresas distribuidoras para la contratación del abastecimiento del suministro requerido por los clientes regulados.

Dentro de estos parámetros informados por la CNE están los precios de los principales combustibles usados para generación, valores que corresponden a precios promedio de carbón, petróleo diésel y gas natural licuado tomando como referencia el precio "Henry Hub" (precio en EE. UU. y referencia internacional).

De acuerdo con la última publicación de CNE a la fecha en este ámbito, se tiene como precio promedio del año 2017 para el petróleo diésel es 458,4 US\$/m³, el promedio para el carbón resulta en un valor de 116,4 US\$/Ton (PCS 7000 kcal/Ton) y el precio promedio Henry Hub para el GNL 3,0 US\$/MMBTU.

En comparación con el promedio del año 2016, los precios de combustibles de este año han experimentado un alza de 22,9% en el caso del petróleo diésel, un alza de 42,7% en el caso del carbón, y un alza de 19,1% en el caso del GNL.

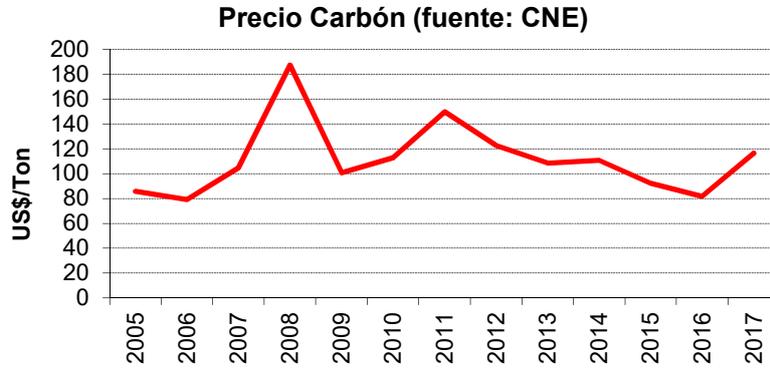


Ilustración 27: Estadística precio carbón según CNE

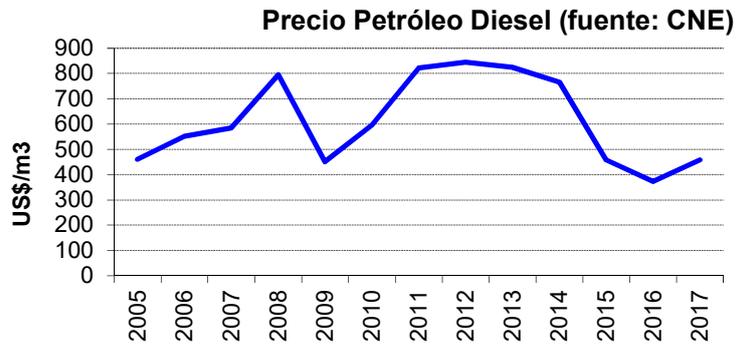


Ilustración 28: Estadística precio diésel según CNE

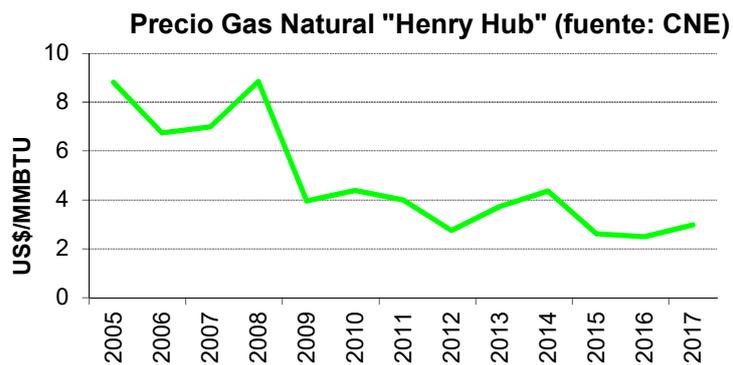


Ilustración 29: Estadística precio gas natural según CNE