

**INFORME ANUAL
DE OPERACIÓN ELÉCTRICA
Año 2018**



**SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL Y
SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE**

V2

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

CONTENIDO

1	<u>INTRODUCCIÓN.....</u>	<u>3</u>
2	<u>SEN.....</u>	<u>7</u>
2.1	INDICADORES DE LA OPERACIÓN	7
2.2	EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA	7
2.3	VENTAS A CLIENTES FINALES	8
2.4	COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA	9
2.5	PRECIO MEDIO DE MERCADO (PMM)	11
2.6	EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN POR TIPO DE APORTE	12
2.7	ENERGÍA EMBALSADA	14
2.8	INTERCONEXIÓN SIC-SING	15
2.9	BALANCE ERNC.....	17
2.10	PRECIOS DE COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA	20
3	<u>SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL (SIC).....</u>	<u>22</u>
3.1	INDICADORES DE LA OPERACIÓN	22
3.2	EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA	23
3.3	COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA	24
3.4	PRECIO MEDIO DE MERCADO (PMM)	24
3.5	EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN POR TIPO DE APORTE	26
4	<u>SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE (SING).....</u>	<u>28</u>
4.1	INDICADORES DE LA OPERACIÓN	28
4.2	EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA	28
4.3	COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA	29
4.4	PRECIO MEDIO DE MERCADO (PMM)	30
4.5	EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN POR TIPO DE APORTE	31

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 2018, 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 indisponibilidad.

INTERCONEXIÓN SIC-SING

A contar del 21 de noviembre 2017 comenzó a operar la primera etapa de la obra interconexión SIC-SING, que considera la obra Los Changos - Kapatur 220 kV, el proyecto de TEN Los Changos - Nueva Cardones 500 kV y el proyecto de Interchile desarrollado entre Cardones y Nueva Cardones, luego en julio 2018 entró en operación el tramo hasta Nueva Pan de Azúcar, y finalmente a finales de mayo 2019 entró en operación el tramo más importante desde Nueva Pan de Azúcar hasta Polpaico.

¹ <https://www.coordinadorelectrico.cl/nosotros/introduccion.html>

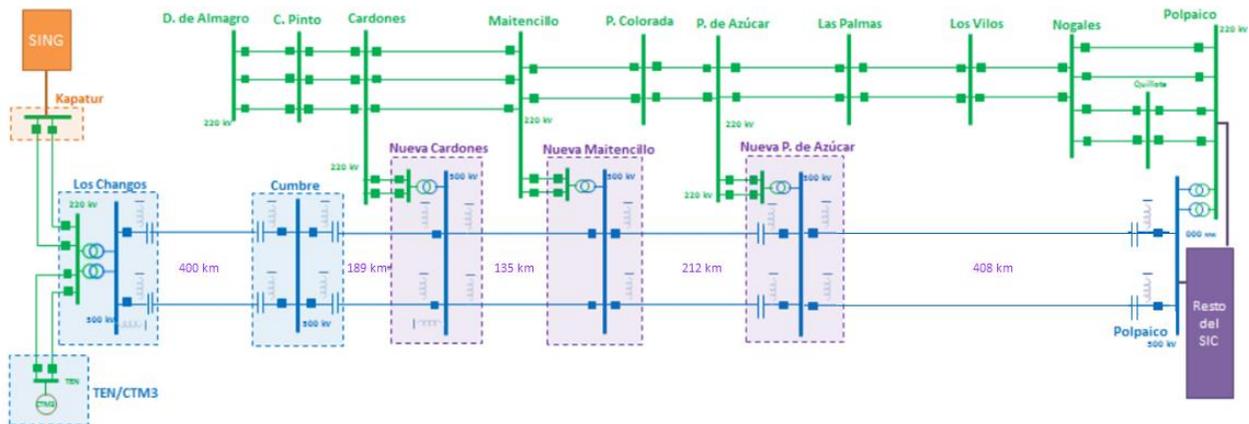


Ilustración 1: Interconexión SIC-SING

La línea durante su primera etapa operaba bajo restricciones de transmisión por motivos de seguridad ante posibles fallas de desconexión de las unidades más grandes del SIC y/o SING. A contar de abril 2018 fue aumentado el flujo de potencia a través del transformador de Nueva Cardones, reduciéndose los desacoples en términos de precios, quedando acoplados el SING con la zona norte del SIC. Finalmente, con la entrada del tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico los costos marginales de todo el SEN se encuentran la mayor parte del tiempo acoplados.

LEY 20,936 (Artículo 25 transitorio)

Conforme a la nueva ley general de servicios eléctricos (LGSE), ley N°20.936, los clientes se harán cargo del pago completo del sistema de transmisión, el que históricamente fue un costo compartido entre generadores y clientes. No obstante, para aquellas empresas generadoras que tuvieran contratos suscritos antes de la promulgación de la ley (julio de 2016), aplica el artículo transitorio 25 (25T), que establece un mecanismo de reducción progresiva de los pagos de los peajes de inyección de las empresas generadoras hasta el año 2034.

De manera simplificada, el artículo 25T regula entonces la transición de pagos del sistema nacional realizado actualmente mediante peajes de inyección y retiros, al nuevo sistema de pago derivado de la nueva ley, esta vez del tipo estampillado asignado 100% a los clientes finales.

El artículo 25T, en su literal E también presenta a las empresas la oportunidad de acelerar la transición de pagos desde los generadores con contratos firmados previo a la promulgación de la ley a sus clientes. Dicho proceso beneficia a los generadores que se eximirán del pago de peajes de inyección y como contraparte los clientes recibirán un descuento a los precios de suministro denominado **cargo equivalente de transmisión (CET)**.

A la fecha se espera que la CNE publique el listado de clientes categorizados como individualizados, además de los clientes y suministradores que se acogieron al mecanismo CET. En el cuadro se muestra el itinerario de los principales hitos de este proceso.

Tabla 1: Principales hitos del mecanismo CET

Hito	Fechas
Envío de propuesta CET por parte de los interesados	Viernes 05 de octubre 2018
Comunicación CET preliminar (CNE)	Viernes 26 de octubre 2018
Presentación observaciones al CET preliminar (interesados)	Viernes 23 de noviembre 2018
Comunicación CET definitivo (CNE)	Viernes 21 de diciembre 2018
Comunicación CET Final (CNE)	Lunes 28 enero 2019
Presentación modificaciones de contratos (interesados)	Lunes 11 marzo 2019
Publicación del listado de contratos acogidos a CET (CNE)	Viernes 28 de junio 2019
Aplicación del régimen del 25T	1 enero 2019

OPERACIÓN POR TECNOLOGÍA

En la tabla se resume la operación de las centrales del SEN, tanto convencionales como renovables no convencionales, separadas por tecnología, además del cálculo de su factor de planta considerando la operación del año 2018.

Se hace notar que las centrales consideradas como ERNC en la tabla corresponden a las que forman parte del balance ERNC que realiza el Coordinador Eléctrico Nacional.

Tabla 2: Resumen generación SEN por tipo de tecnología

Tecnología	SIC			SING			SEN					
	Potencia MW	Energía GWh	fp	Potencia MW	Energía GWh	fp	Potencia MW	Potencia %	Energía GWh	Energía %	fp	
ERNC												
Eólica	1,413	3,439	27.8%	202	593	33.5%	1,615	6.8%	4,031	5.3%	28.5%	
Solar Fotovoltaica	1,622	3,633	25.6%	668	1,814	31.0%	2,291	9.6%	5,447	7.1%	27.1%	
Biomasa	469	2,129	51.8%				469	2.0%	2,129	2.8%	51.8%	
Minihidráulica de Pasada	452	1,867	47.2%	17	61	40.9%	469	2.0%	1,929	2.5%	47.0%	
Hidráulica de Pasada	91	371	46.8%				91	0.4%	371	0.5%	46.8%	
Hidráulica de Embalse	16	59	42.3%				16	0.1%	59	0.1%	42.3%	
Geotermia				55	214	44.4%	55	0.2%	214	0.3%	44.4%	
Total ERNC	4,063	11,499	32.3%	943	2,682	32.5%	5,005	21.0%	14,181	18.5%	32.3%	
Convencional												
Carbón	2,561	16,363	72.9%	2,679	12,891	54.9%	5,240	21.9%	29,254	38.1%	63.7%	
Petróleo Diesel	2,207	150	0.8%	171	8	0.5%	2,378	10.0%	158	0.2%	0.8%	
Ciclo Combinado	2,993	8,381	32.0%	1,957	3,299	19.2%	4,950	20.7%	11,679	15.2%	26.9%	
Cogeneración	31	166	62.1%	24	141	65.9%	55	0.2%	307	0.4%	63.8%	
Gas Natural	36	11	3.4%				36	0.2%	11	0.0%	3.4%	
Biomasa	47	256	62.6%				47	0.2%	256	0.3%	62.6%	
Hidráulica de Pasada	2,759	10,008	41.4%				2,759	11.6%	10,008	13.0%	41.4%	
Hidráulica de Embalse	3,411	10,847	36.3%				3,411	14.3%	10,847	14.1%	36.3%	
Total Convencional	14,043	46,181	37.5%	4,832	16,338	38.6%	18,875	79.0%	62,519	81.5%	37.8%	
Total General	18,106	57,680	36.4%	5,775	19,020	37.6%	23,880	100.0%	76,700	100.0%	36.7%	

2 **SEN**

2.1 **Indicadores de la operación**

Aproximadamente el 99% del consumo y producción de electricidad en Chile se presenta en el ahora gran sistema eléctrico SEN, a partir del 21 de noviembre 2017 unen 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 2018 alcanza ya 12.4% 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 3: Estadísticas de operación SIC+SING últimos 11 años

SIC + SING	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Generación GWh	56,376	56,696	58,330	62,005	65,624	68,128	69,915	71,710	73,372	74,266	76,700
Embalse	28.6%	29.7%	24.0%	21.9%	19.4%	16.7%	21.5%	20.8%	14.1%	12.7%	14.2%
Pasada	13.3%	13.7%	12.5%	11.5%	11.4%	12.1%	12.1%	12.5%	12.4%	16.7%	16.0%
Gas N	5.2%	6.9%	3.4%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
GNL	0.0%	1.8%	16.1%	22.8%	19.0%	16.6%	14.4%	15.5%	16.1%	16.0%	15.0%
Carbón	26.2%	26.9%	30.0%	34.2%	40.1%	45.6%	40.6%	39.2%	43.6%	39.6%	38.1%
Petróleo	25.0%	19.1%	12.0%	7.7%	6.7%	4.8%	4.7%	3.7%	3.3%	1.1%	0.4%
Eólico	0.1%	0.1%	0.6%	0.5%	0.6%	0.8%	2.0%	2.9%	3.1%	4.8%	5.3%
Solar	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.7%	1.9%	3.5%	5.3%	7.1%
Biomasa/Cogeneración	1.6%	1.7%	1.5%	1.4%	2.9%	3.5%	4.1%	3.5%	4.0%	3.7%	3.5%
Geotermia	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.3%
Demandas máximas de potencia											
Dem Máx (MW)											10,529
Factor de carga del sistema											0.83

2.2 **Evolución de la Generación Eléctrica**

El total de energía generada en el SEN durante 2018 alcanzó los 76,700 GWh, lo que representa un incremento de 3.3% respecto a la generación alcanzada durante 2017, mayor al 1.5%² obtenido el año 2017 respecto al 2016.

Se aprecia en la gráfica adjunta, que cubre el periodo de 1993-2018 la condición de crecimientos altos entre 8 y 12% a inicios de los 90's producto del auge minero, luego crecimientos constantes a tasas entre 4 y 8%, salvo el notable estancamiento e incluso tasas muy cercanas a cero durante

² 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%

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 7%, llegando a niveles de 4% a finales del 2013, para nuevamente presentar bajas sistemáticas a partir del 2014 llegando a cifras en torno al 2.6%. En el año 2015 en el primer cuatrimestre se apreciaron leves variaciones al alza, para luego bajar nuevamente y retomar el 2.6% 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 2.9%, para luego bajar nuevamente y estabilizarse en 2.0% de finales del año 2016. El año 2017 se retoma la tendencia a la baja a partir del tercer mes del año, hasta alcanzar un piso de 0.16% en el sexto mes, y finalmente comenzar a recuperar y llegar al 1.4% de final de 2017. En el primer semestre 2018 se mantiene la tendencia al alza, impulsado por la baja base de comparación del año anterior, y para el segundo semestre se aprecian tasas con tendencia a la baja.

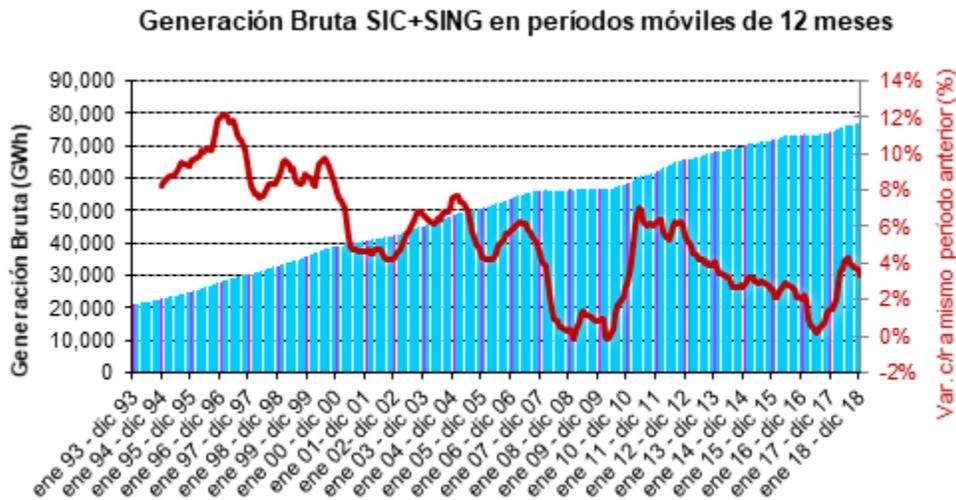


Ilustración 2: Generación acumulada SEN en períodos móviles de 12 meses

2.3 Ventas a clientes finales

En el SEN para el 2018, las ventas de energía de clientes libres son mayoría con un 57%.

En el año 2018 las ventas del SEN a clientes libres alcanzan 40,416.1 GWh y para los clientes regulados 30,319.5 GWh. Por lo que de manera agregada se tiene una venta de energía de 70,735.6 GWh que representa un 92.2% de la generación bruta de energía. Lo anterior implica que para el 2018 se registra un 7.8% de pérdidas en transmisión más consumos propios en el SEN.

A continuación, la evolución de ventas desde la formación del SEN.

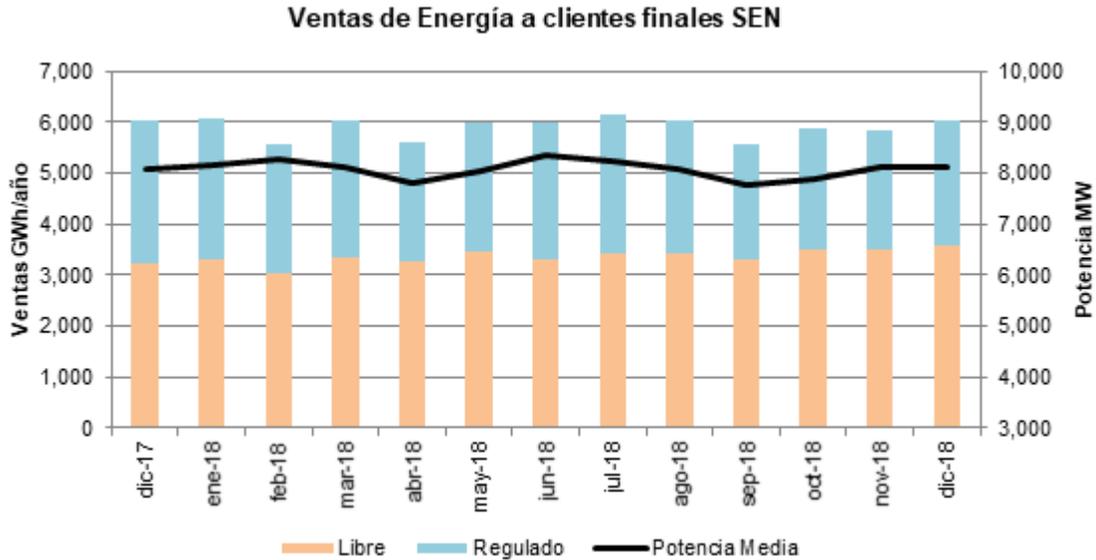


Ilustración 3: Ventas de energía a clientes finales SEN

Se hace notar que, debido a la baja de los precios en el mercado de proveedores libres de electricidad, ha habido una migración de clientes regulados, con la facultad de elegir, a cliente libre, fenómeno que proviene del paso de clientes regulados a libres incentivado por la mejor condición de precios y de ofertas libres en la perspectiva de mercado futuro.

2.4 Costos Marginales de Energía

En la gráfica se muestra la evolución promedio mensual que tuvo el costo marginal durante el periodo diciembre 2017 y diciembre 2018, para distintas zonas geográficas del SEN, con el fin de observar el comportamiento de los precios de energía desde la formación del SEN (post interconexión).

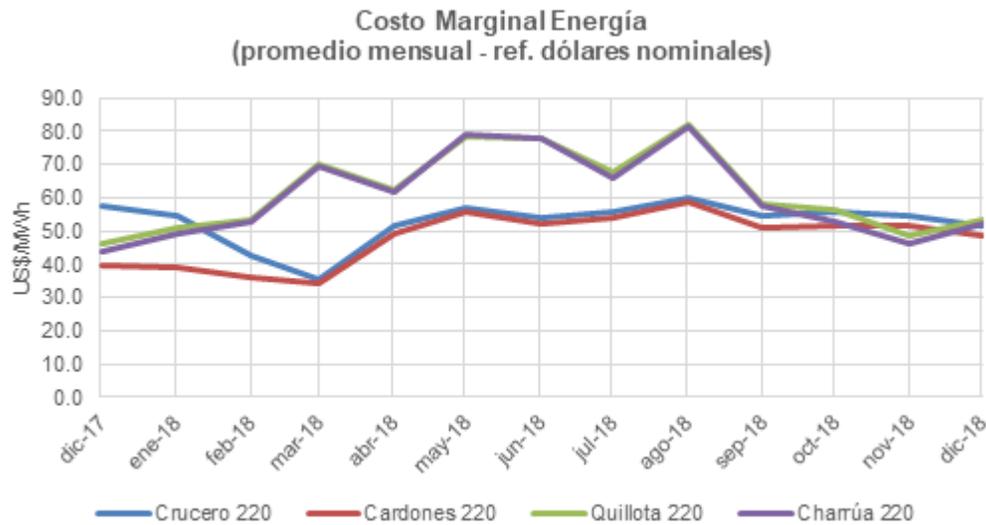


Ilustración 4: Costos Marginales de energía diversas barras del SEN

Para el año 2018 se tiene representando el norte grande, la barra Crucero 220 kV que promedió 52.3 US\$/MWh; el norte chico la barra Cardones 220 kV que promedió 48.6 US\$/MWh; la zona centro del país la barra Quillota 220 kV que promedió 63.3 US\$/MWh; y finalmente la zona sur la barra Charrúa 220 kV que promedió 62.2 US\$/MWh.

Se aprecia en la zona centro sur del país costos marginales acoplados (barras Quillota y Charrúa) que varían entre los 50 US\$/MWh y los 80 US\$/MWh dependiendo de la disponibilidad de generación hídrica.

En la primera etapa de la interconexión SIC-SING, la condición de aislamiento del norte chico se mantuvo para los primeros meses del año 2018, sin embargo, una vez aumentó el uso de estas instalaciones, el norte chico y el norte grande se aprecian acoplados, esto gracias al aumento de transferencia de potencia del sistema de interconexión SIC-SING.

Lo anterior disminuyó notablemente la cantidad de horas en que en la zona del norte chico se da el fenómeno de costos marginales igual a cero, conocido como “vertimiento ERNC”, dado que en estas horas no es posible utilizar toda la energía ERNC por no existir la capacidad de transporte a los centros de consumos. Este fenómeno disminuye desde niveles de 31% de las horas del día a comienzo del 2018 a niveles de 7% a finales del año 2018.

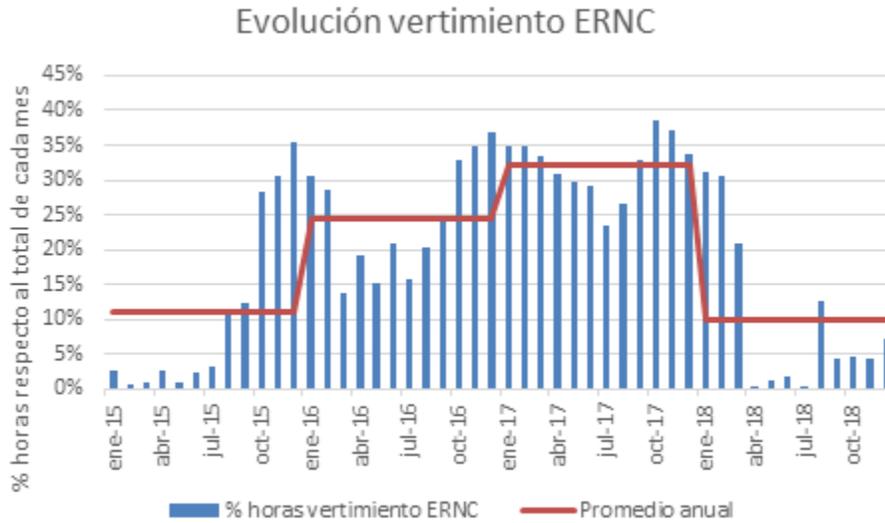


Ilustración 5: Evolución vertimiento ERNC norte chico

Se espera que con la puesta en servicio del tramo Nueva Pan de Azúcar y Polpaico, todo el SEN se acople en un gran sistema eléctrico y no se tengan mayores diferencias en los precios spot en distintas zonas geográficas del país, y además se elimine el fenómeno de vertimiento ERNC.

2.5 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 sobrecostos de los clientes libres 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 para abastecer a los clientes regulados de sus zonas de concesión a los precios de adjudicación de sus contratos con los productores generadores de electricidad.

Dicho valor del PMM es calculado mensualmente por CNE en función del promedio de las facturaciones del conjunto de clientes libres del sistema para el cuatrimestre que termina dos meses antes del mes en que se calcula. Así entonces a modo de ejemplo, el PMM calculado en diciembre obedece al promedio del período jul-18 a oct-18.

Ahora bien, producto de la interconexión SIC-SING oferentes que pertenecían al SIC pueden celebrar contratos con clientes del SING y viceversa. Lo anterior provocó que la CNE comenzara a publicar los PMM del SEN a partir de noviembre 2017, y dejara de publicar valores independientes para los antiguos sistemas SIC y SING.

Para el cuatrimestre jul-18 a oct-18 el PMM alcanza los 98.1 US\$/MWh³, que equivale a una baja de -0.5% respecto al cuatrimestre anterior y un alza de 0.9% respecto al cuatrimestre del año anterior.

³ Cifras entregadas en pesos y convertida a dólares utilizando tasa de cambio promedio del cuatrimestre 666.60.

Si se analiza el detalle de las componentes de precio libre y regulado del PMM se tiene que el PMM de los clientes libres alcanza en el cuatrimestre un valor de 93.6 US\$/MWh, mientras que el PMM de los clientes regulados alcanza un valor de 103.8 US\$/MWh. Para este cuatrimestre se constata que el peso de los precios libres constituye un 56% del PMM en el SEN.

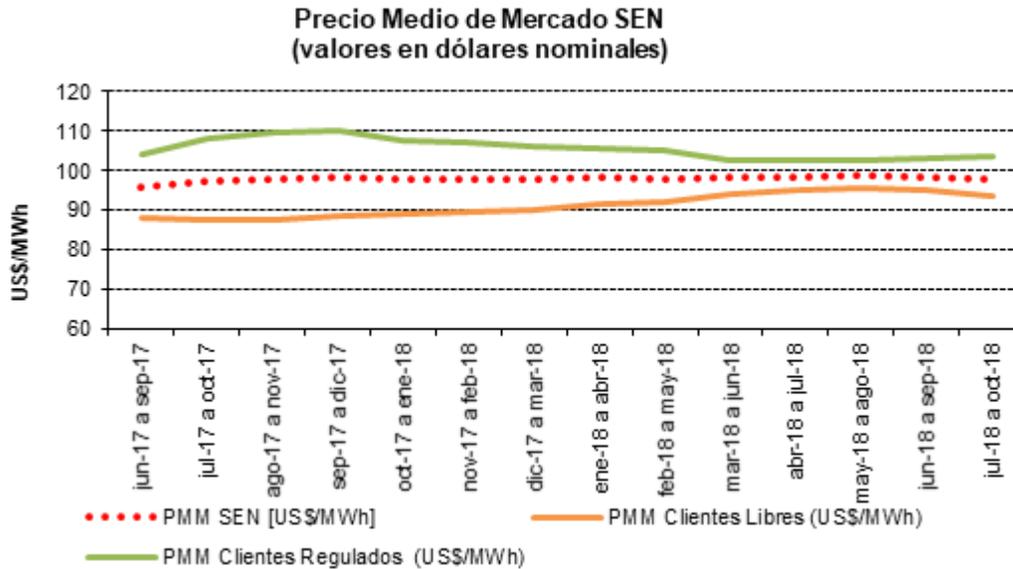


Ilustración 6: Precio Medio de Mercado Libre y Regulado SEN

2.6 Evolución de la generación por tipo de aporte

En la gráfica adjunta se muestra la evolución mensual (1994-2018) de la generación bruta total de energía de los sistemas SIC+SING, que a contar de noviembre 2017 pasa a ser el SEN. La generación esta detallada 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.

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

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.

La tendencia se mantiene al año 2018 aumentando el aporte de generación intermitente eólico y solar a 12.4%.

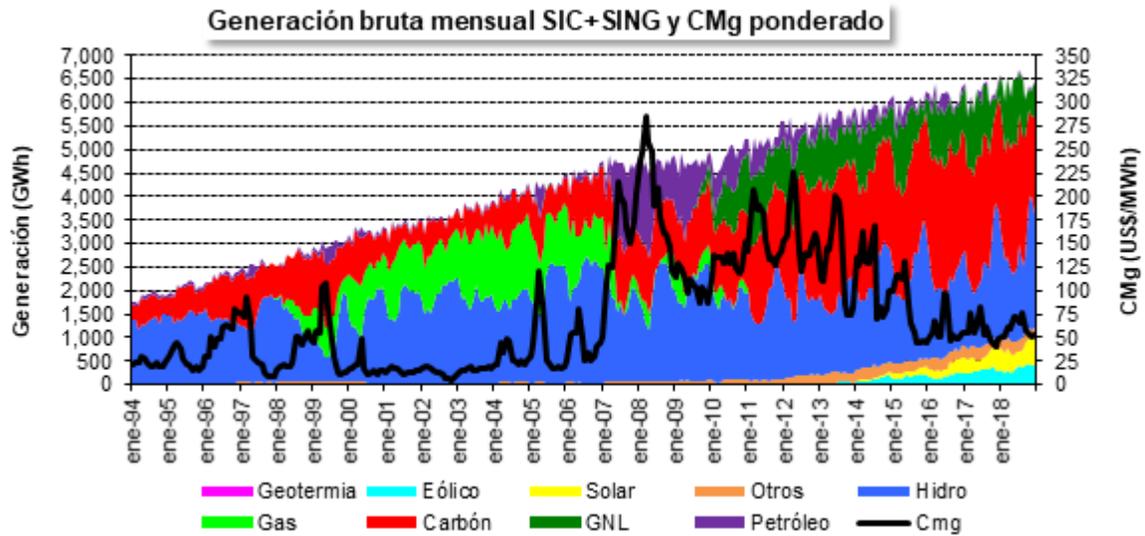


Ilustración 7: Generación Bruta por tipo de aporte SIC+SING

Durante el año 2018, la participación hidroeléctrica del SEN alcanzó 30.3%, la que sube 0.9 puntos porcentuales respecto al año anterior, mientras que la participación con carbón baja a 38.1%, le sigue la participación GNL con un 15.0%, luego siguen la generación eólica más solar con un 12.4%, biomasa más cogeneración y geotermia con un 3.8% y finalmente el petróleo con un 0.4%.

Participación por tipo de aporte en la generación bruta anual SEN

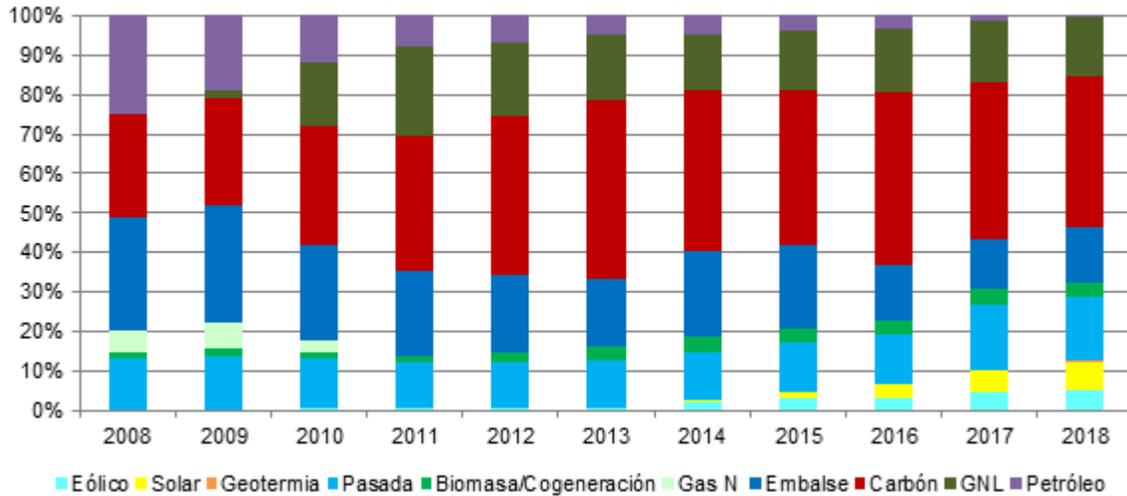


Ilustración 8: Generación Bruta por tipo de aporte SEN

2.7 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 2018, que promedió durante diciembre 4,985 GWh.

Energía embalsada (1985 -2018)

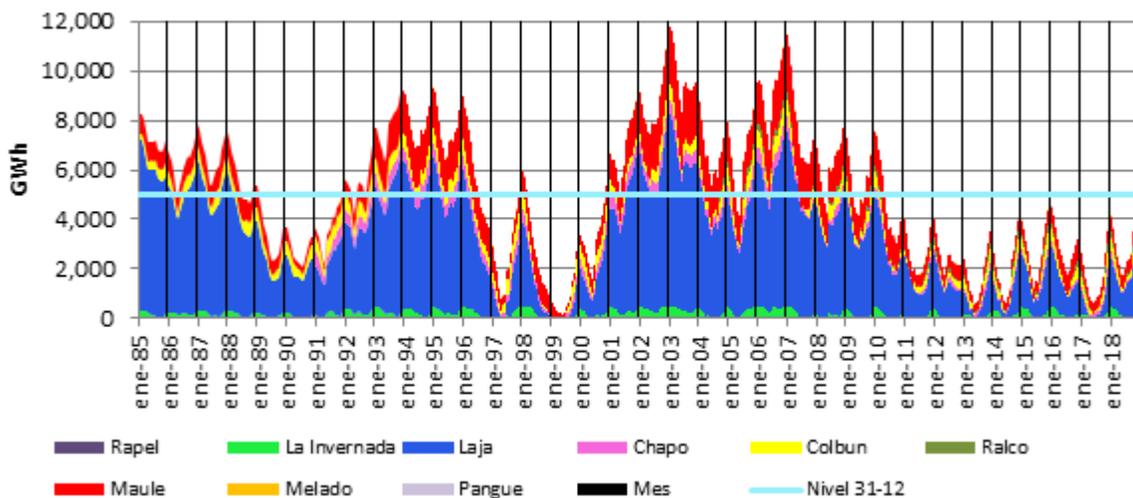


Ilustración 9: Energía Embalsada SIC

Debe hacerse notar que el análisis de la energía embalsada se realiza en periodos hidrológicos y según año calendario. El año hidrológico 2017 comenzó en abril 2017 y terminó en marzo 2018. En el mes de abril 2018 comienza el año hidrológico 2018 y terminará en marzo 2019.

Comparando el año hidrológico 2018 respecto al 2017, se aprecian en términos medios niveles de energía embalsada mayores para todos los meses del año.

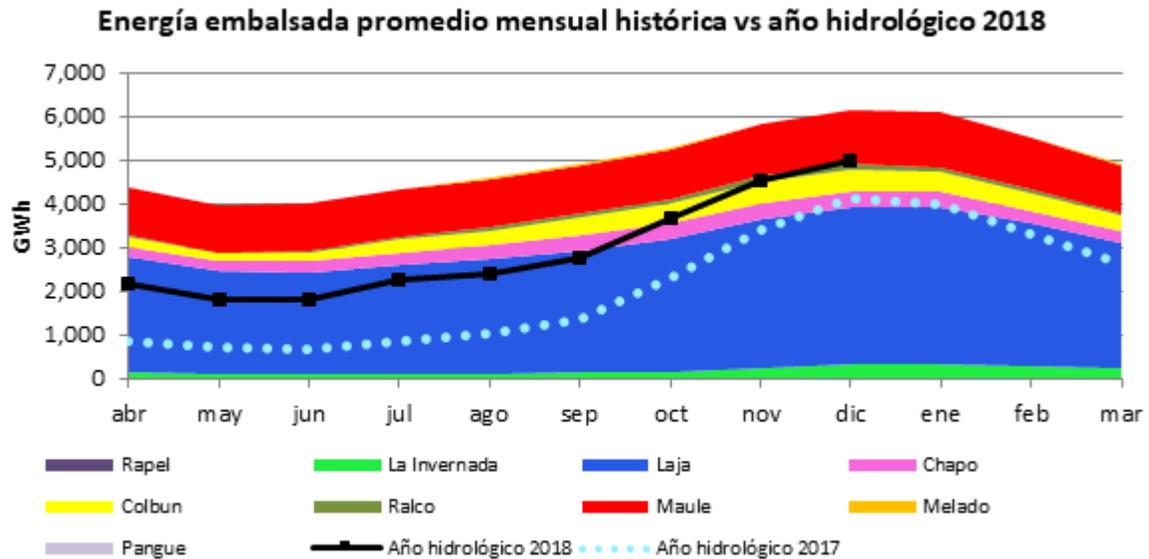


Ilustración 10: Energía embalsada promedio mensual histórica

2.8 Interconexión SIC-SING

A contar del 21 de noviembre 2017 comenzó a operar la primera etapa de la obra interconexión SIC-SING, que considera la obra Los Changos - Kapatur 220 kV, el proyecto de TEN Los Changos - Nueva Cardones 500 kV y el proyecto de Interchile desarrollado entre Cardones y Nueva Cardones, luego en julio 2018 entró en operación el tramo hasta Nueva Pan de Azúcar, faltando aún el desarrollo entre Nueva Pan de Azúcar y Polpaico

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 (medido en SE Cumbres). 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.

En un comienzo las transferencias fueron limitadas por motivos de seguridad, pero ahora se aprecia un mayor uso de la capacidad de transmisión de estas instalaciones (2 x 1,500 MVA).

Para el mes de diciembre 2018, la transferencia máxima desde el SING hacia el SIC fue de 372 MW (transferencia positiva en los gráficos), y la transferencia máxima en el sentido SIC hacia el SING fue de 925 MW (transferencia negativa en los gráficos).

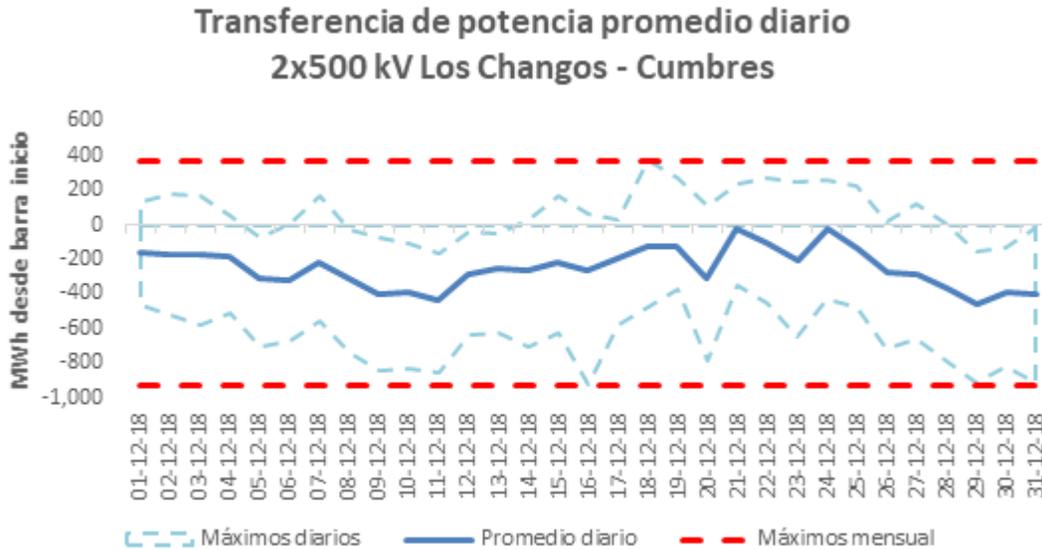


Ilustración 11: Transferencia promedio diaria de potencia en línea de interconexión SIC-SING

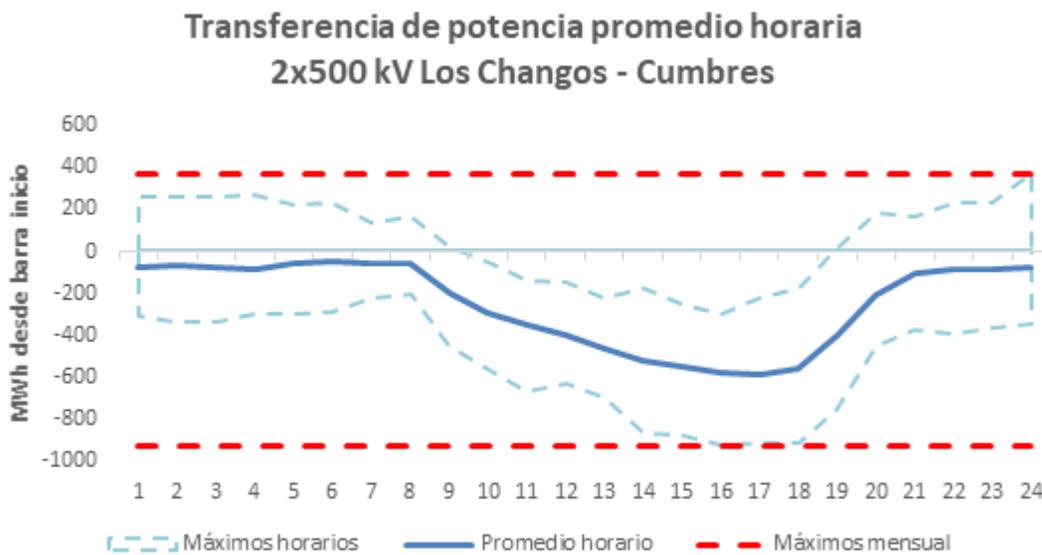


Ilustración 12: Transferencia promedio horaria de potencia en línea de interconexión SIC-SING

En términos medios para el mes de diciembre 2018, 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.

2.9 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 para el año 2018 de 10% para los contratos suscritos con posterioridad al 1 de julio 2013, y de 7% para contratos celebrados entre el 31 de agosto 2007 y antes del 1 de julio 2013.

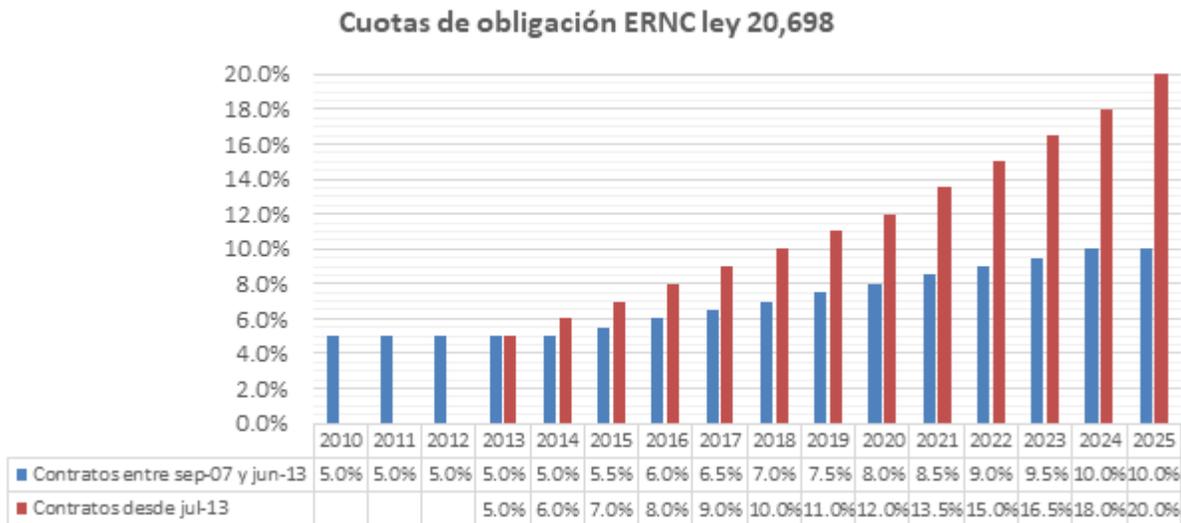


Ilustración 13: Cuotas de obligación ERNC

Este balance y cierre para 2018 baja al valor de 1.8 US\$/MWh (tasa de cambio utilizada de 640.29 promedio 2018) y se transó un total de 4,938 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 6 años, así como el aumento sostenido del volumen transado en los últimos 5 años.

Tabla 4: 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
2017	2.2	3,907

Año	Precio Excedentes US\$/MWh	Excedentes traspasados GWh
2018	1.8	4,938

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.

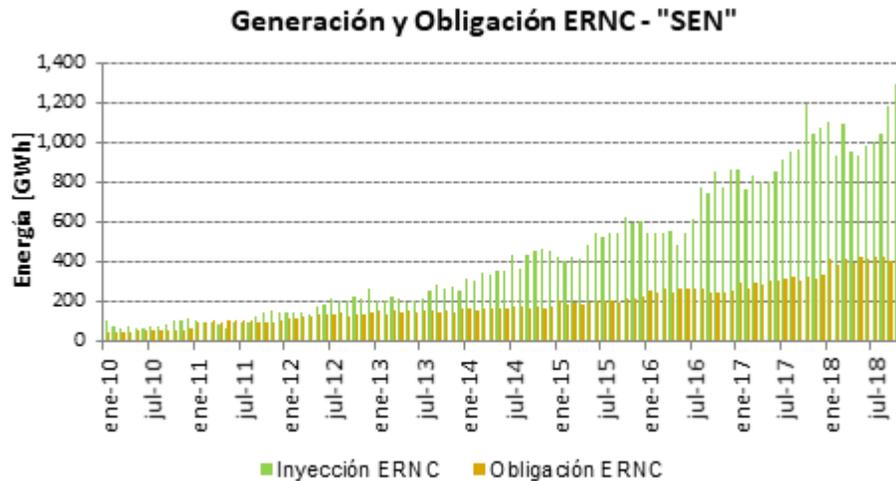


Ilustración 14: Balance mensual ERNC en el SIC+SING

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 5: 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
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

ERNC (GWh)	SIC	SING	SEN
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	2,675.9	997.6	3,673.5
Balance 2017	6,293.4	1,120.2	7,413.6
Inyección 2018	11,014.8	2,657.2	13,672.0
Obligación 2018	3,394.1	1,489.4	4,883.5
Balance 2018	7,620.7	1,167.8	8,788.6

Balance = Generación – Obligación

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 2018 corresponde a un 10%.

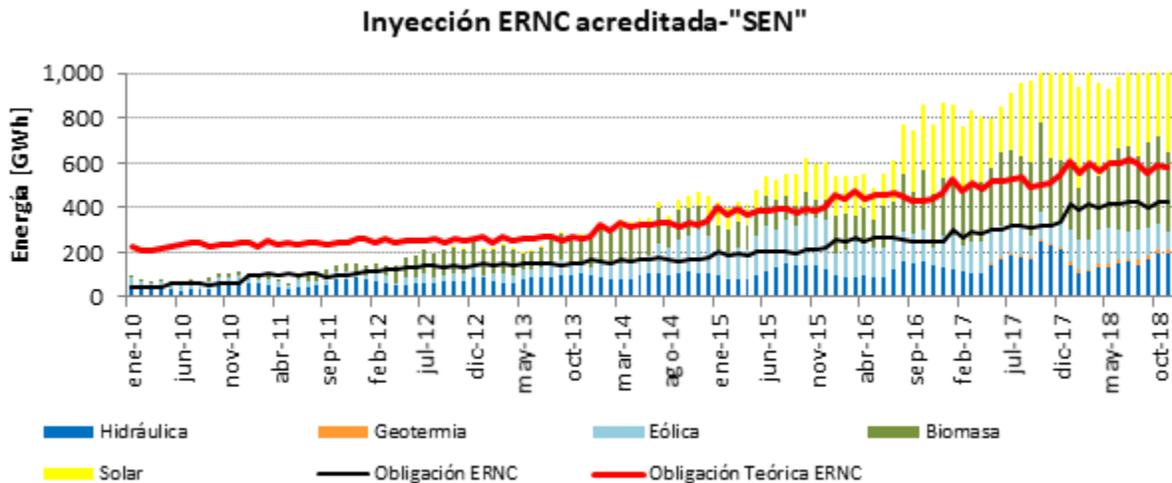


Ilustración 15: Inyección acreditada por tipo de fuente

En el año 2018 (con valores a noviembre 2018) el mayor aporte de generación ERNC fue por parte de la tecnología solar con un 42.5%, le sigue la biomasa con un 29.9%, luego la hidráulica con un 13.9%, la eólica con 12.2% y finalmente la geotermia con 1.6%

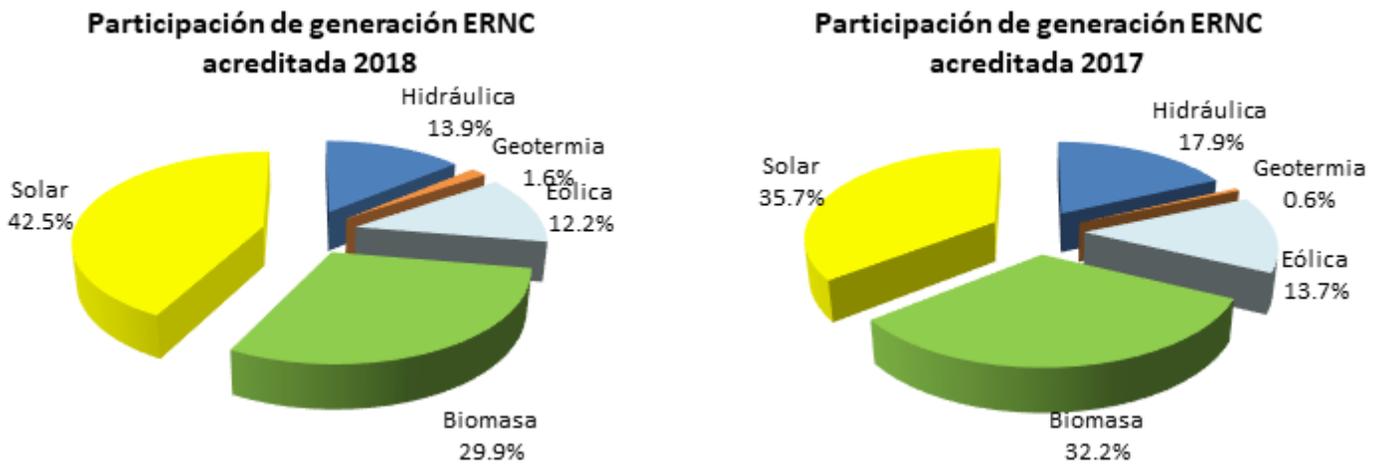


Ilustración 16: Participación de las tecnologías ERNC 2018 y 2017

2.10 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 2018 para el petróleo diésel es 579.5 US\$/m³, el promedio para el carbón resulta en un valor de 130.3 US\$/Ton (PCS 7000 kcal/Ton) y el precio promedio Henry Hub para el GNL 3.1 US\$/MMBTU.

En comparación con el promedio del año 2017, los precios de combustibles de este año han experimentado un alza de 26.4% en el caso del petróleo diésel, un alza de 11.9% en el caso del carbón, y un alza de 3.1% en el caso del GNL.

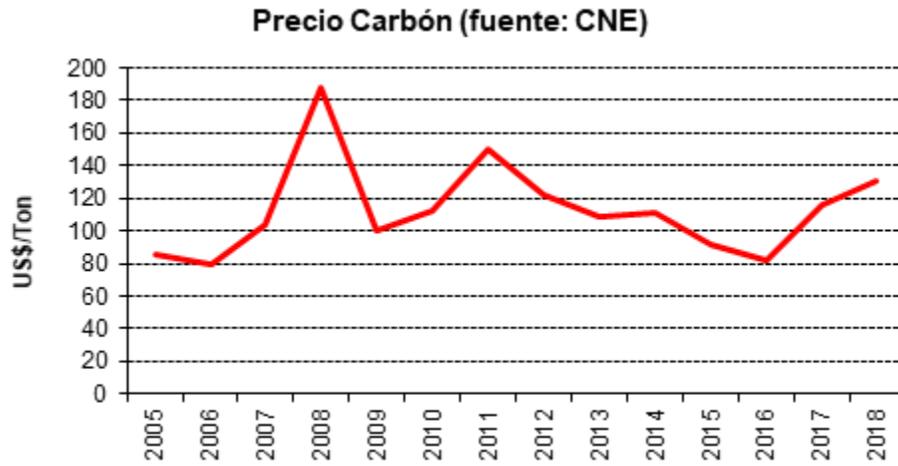


Ilustración 17: Estadística precio carbón según CNE

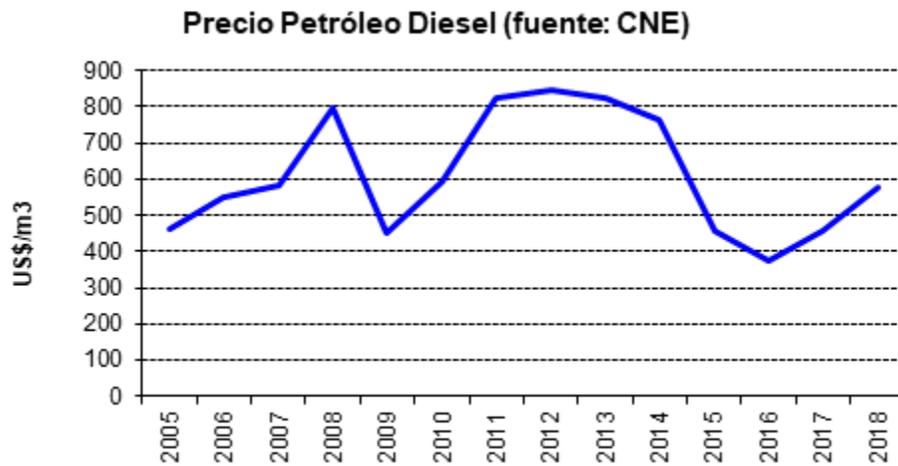


Ilustración 18: Estadística precio diésel según CNE

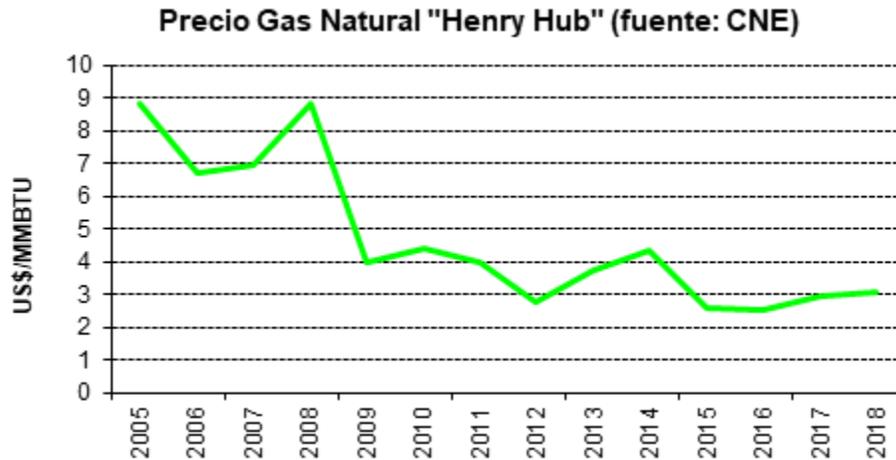


Ilustración 19: Estadística precio gas natural según CNE

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 6: Estadísticas de operación SIC últimos 11 años

SIC	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Generación bruta total (GWh)	41,874	41,790	43,226	46,115	48,869	50,891	52,212	52,905	53,906	55,019	57,680
Embalse	38.6%	40.3%	32.4%	29.4%	26.0%	22.3%	28.8%	28.2%	19.2%	17.2%	18.9%
Pasada	17.7%	18.5%	16.7%	15.3%	15.1%	16.0%	16.1%	16.8%	16.8%	22.4%	21.2%
Gas N	2.9%	2.2%	2.3%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
GNL	0.1%	2.5%	14.6%	21.7%	20.8%	19.1%	15.4%	16.1%	18.7%	18.1%	14.4%
Carbón	15.1%	16.3%	20.3%	21.9%	25.4%	33.3%	27.4%	26.3%	30.9%	26.6%	28.4%
Petróleo	23.5%	17.8%	10.9%	9.0%	8.1%	3.8%	4.1%	2.6%	2.4%	1.0%	0.4%
Eólico	0.1%	0.2%	0.8%	0.7%	0.8%	1.1%	2.3%	3.5%	3.7%	5.4%	6.0%
Solar	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.7%	1.9%	3.2%	4.5%	6.3%
Biomasa/Cogeneración	2.1%	2.3%	2.0%	1.9%	3.8%	4.4%	5.2%	4.5%	5.1%	4.8%	4.4%
Demandas máximas de potencia											
Dem Máx HP (MW)	5,647	5,392	5,776	6,014	6,391	6,787	7,079	7,113	7,201	7,511	
Dem Máx HFP (MW)	6,147	6,133	6,482	6,881	6,992	7,282	7,547	7,577	7,789	8,057	
Factor de carga del sistema	0.78	0.78	0.76	0.77	0.80	0.80	0.79	0.80	0.79	0.78	
Costo Marginal Quillota 220 KV											
CMg prom Quillota 220 kV (US\$/MWh)	204.1	104.8	135.2	182.4	188.6	148.7	131.1	88.7	59.7	57.4	63.2

3.2 Evolución de la Generación Eléctrica

El crecimiento acumulado para 2018 respecto de 2017 alcanzó 4.8% en el SIC, mayor al crecimiento del 2017 respecto al 2016 de 2.3%⁴.

La gráfica cubre el periodo de 1993-2018, en ella se muestra la condición de constante y creciente demanda eléctrica a tasas entre 4 y 10%, salvo el notable estancamiento e incluso incrementos negativos durante el periodo entre mediados 2006 hasta mediados 2009, luego de lo cual se advierte fuerte recuperación desde el año 2010, efectos del terremoto en la zona central, al que sigue visiblemente una recuperación de la actividad económica. También se aprecia una tendencia sistemática a la baja a partir del mes de mayo 2011, donde registró un máximo de 8%, 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. Iniciando el año 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 llegar al 2.2% de final de 2017.

Para el año 2018, la tendencia a la baja se revierte, impulsado por la baja base de comparación del año anterior, impulsado además por la mayor generación local del SIC efecto de la interconexión.

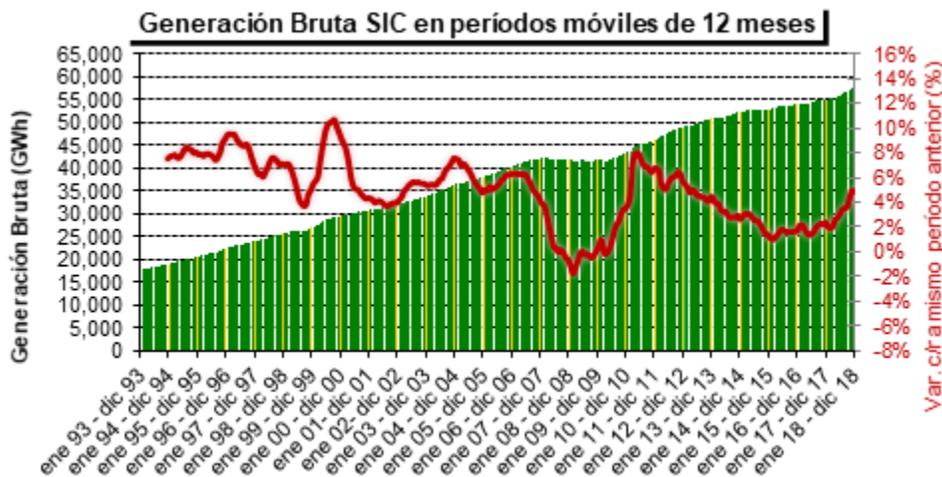


Ilustración 20: Generación acumulada SIC en períodos móviles de 12 meses

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 2.1%

3.3 Costos Marginales de Energía

Los costos marginales durante 2018, en la barra Quillota 220 kV, resultaron en promedio en 63.3 US\$/MWh, lo que representa un alza de 10.3% respecto al registrado en 2017 y un alza de 6.2% respecto al valor registrado en 2016. 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.

El alza de los costos marginales obedece al alza de precio del combustible carbón, y a la mayor participación en la generación base de este combustible, en desmedro del aporte en la generación con GNL, dado que la participación hidráulica se mantiene muy similar al año anterior, también hay que considerar el efecto en el aumento de demanda debido a la interconexión SIC-SING.

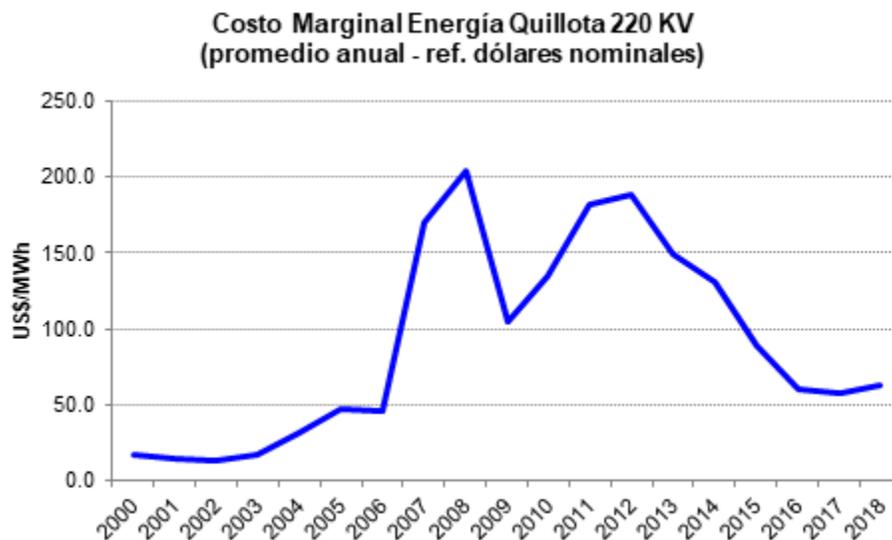


Ilustración 21: Costos Marginales de energía Quillota 220 KV (SIC)

3.4 Precio Medio de Mercado (PMM)

Durante 2010 y 2011 el precio medio de mercado en el SIC registró una importante alza, luego durante el año 2012 se mantuvo estable alrededor de 112 US\$/MWh, luego a finales del año 2013 se aprecia una baja que se mantiene durante el 2014 y 2015 hasta llegar a finales del 2015 a niveles de los 90 US\$/MWh, bajando durante la primera mitad del año 2016 a niveles de 88 US\$/MWh, para subir nuevamente en la segunda mitad del año 2016 a niveles de 95 US\$/MWh. Durante el año 2017, el PMM mantuvo la tendencia al alza terminando en niveles de 103 US\$/MWh.

Debido a la interconexión que permite la celebración de contratos entre clientes y generados de ambos sistemas, ya no tiene sentido hablar del PMM del SIC o SING en el futuro, por lo cual la CNE publicó el último PMM exclusivo del SIC para el cuatrimestre dic-17 a mar-18 igual a 101.7 US\$/MWh.

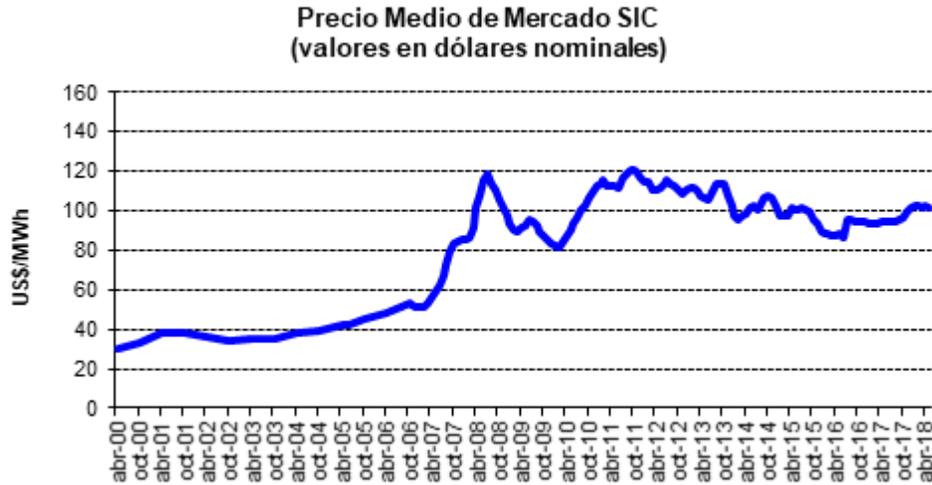


Ilustración 22: Precio Medio de Mercado SIC

Si se analiza el detalle de las componentes de precio libre y regulado del PMM se tiene que el PMM de los clientes libres alcanza en este cuatrimestre un valor de 94.5 US\$/MWh, mientras que el PMM de los clientes regulados alcanza un valor de 106.4 US\$/MWh. Para este cuatrimestre se constata que el peso de los precios regulados constituye un 60% del PMM en el SIC.

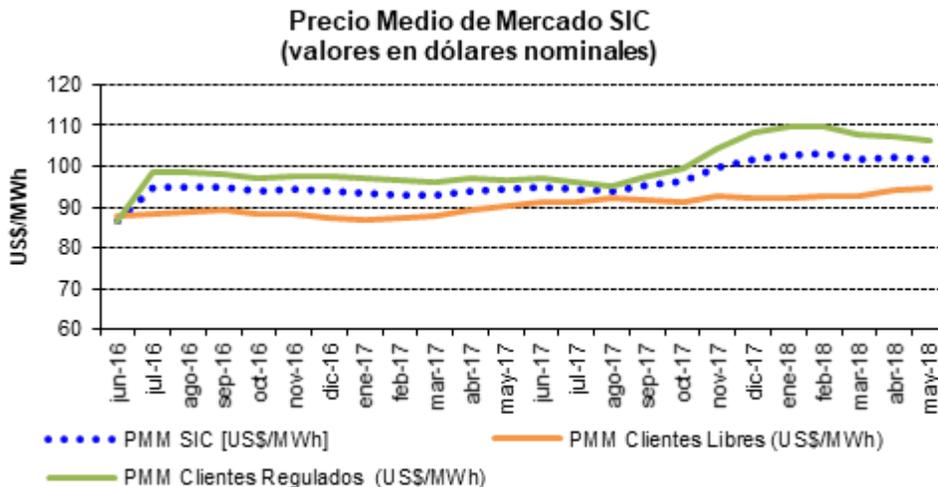


Ilustración 23: Precio Medio de Mercado Libre y Regulado SIC últimos 4 años

3.5 Evolución de la generación por tipo de aporte

En la gráfica que sigue se muestra la evolución mensual (1985-2018) 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 el año 2014 y 2015 con una participación de 45% cada año. 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.

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 y CMPC Pacífico entre otras.

Durante el año 2015, se constata que continúa 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. Para el 2017 se registra un aporte conjunto eólico solar de 9.9%. Y para el año 2018 este aporte conjunto alcanza 12.3%.

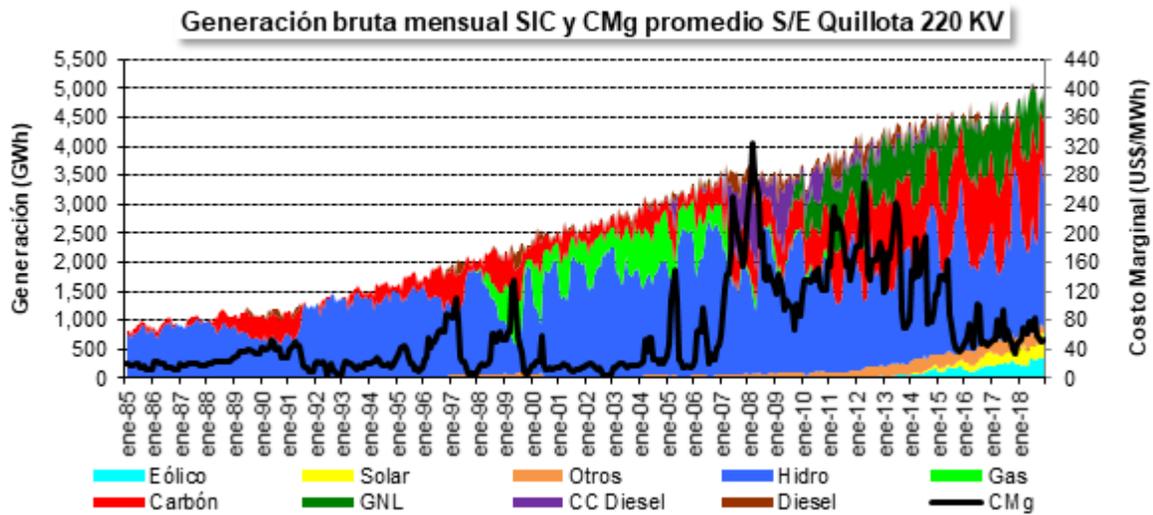


Ilustración 24: Generación Bruta por tipo de aporte SIC

En el año 2018 se aprecia una disminución en la participación termoeléctrica desde un 45.7% del año 2017 hasta a un 43.2% del año 2018, compuesto por 14.4% de GNL, 28.4% de carbón y 0.4% petróleo. Por su parte la participación hidroeléctrica llega a un 40.1% (embalse 18.9% y pasada 21.2%) dejando a la energía biomasa y cogeneración con un 4.4% y las energías eólicas y la solar en conjunto con un 12.3%.

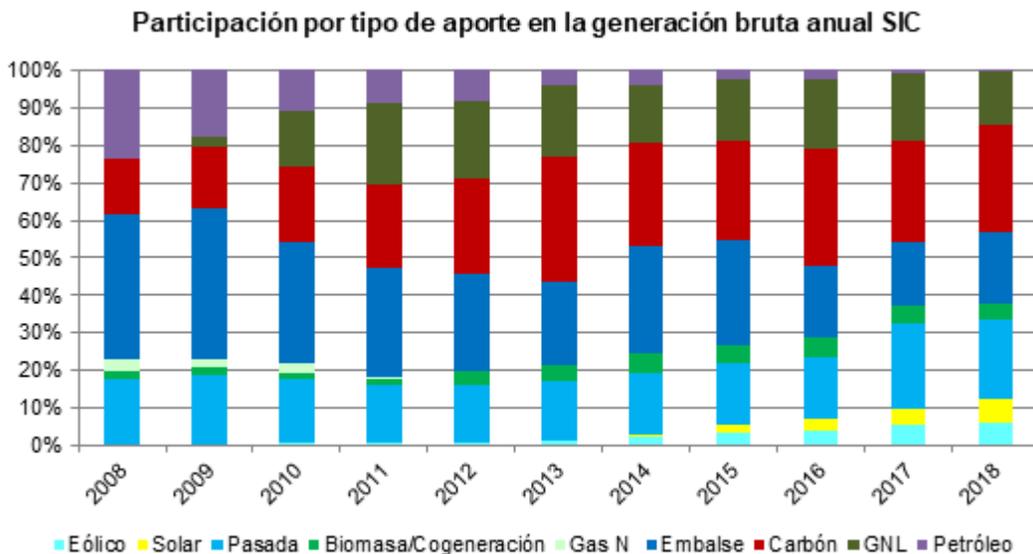


Ilustración 25: Generación Bruta por tipo de aporte SIC

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 7: Estadísticas de operación SING últimos 11 años

SING	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Generación bruta total (GWh)	14,502	14,907	15,104	15,889	16,756	17,237	17,703	18,805	19,466	19,248	19,020
Pasada	0.5%	0.4%	0.4%	0.4%	0.5%	0.5%	0.5%	0.4%	0.4%	0.4%	0.3%
Gas N	11.8%	20.1%	6.3%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
GNL	0.0%	0.0%	20.5%	25.8%	13.6%	9.3%	11.3%	13.5%	9.1%	9.9%	17.0%
Carbón	58.5%	56.6%	57.8%	69.8%	83.0%	81.8%	79.5%	75.4%	78.5%	76.7%	67.8%
Petróleo	29.2%	22.8%	15.0%	3.9%	2.8%	7.7%	6.4%	6.7%	5.7%	1.5%	0.4%
Eólico	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	1.2%	1.2%	1.3%	2.9%	3.1%
Solar	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.5%	2.0%	4.4%	7.6%	9.5%
Cogeneración	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.7%	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%	0.3%	1.1%
Demandas máximas de potencia											
Dem Máx HP (MW)	1,897	1,901	1,998	2,160	2,169	2,188	2,360	2,463	2,555	2,775	
Dem Máx HFP (MW)	1,868	1,881	1,954	2,157	2,167	2,243	2,372	2,453	2,552	2,761	
Factor de carga del sistema	0.87	0.90	0.86	0.84	0.88	0.88	0.85	0.87	0.87	0.79	
Costo Marginal Crucero 220 KV											
CMg prom (US\$/MWh)	199.8	111.0	121.0	95.8	86.7	78.5	75.7	57.1	61.8	55.4	52.2

4.2 Evolución de la Generación Eléctrica

El crecimiento acumulado de 2018 respecto de 2017 alcanzó un negativo -1.2%, una caída respecto al también crecimiento negativo registrado en 2017 respecto de 2016 de -0.8⁵%.

La gráfica cubre el periodo entre 1993-2018, 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 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. 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%

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 -1,1%

en el séptimo y octavo mes de este año, para mejorar los últimos meses y terminar al año en un crecimiento negativo de -0,9%.

Comenzando el año 2018 se vuelve a las cifras positivas de crecimiento, manteniendo la tendencia al alza, impulsado por la baja base de comparación del año anterior, aunque para la segunda mitad del 2018, los valores vuelven a caer efecto de la interconexión que provoca menor generación local del SING.

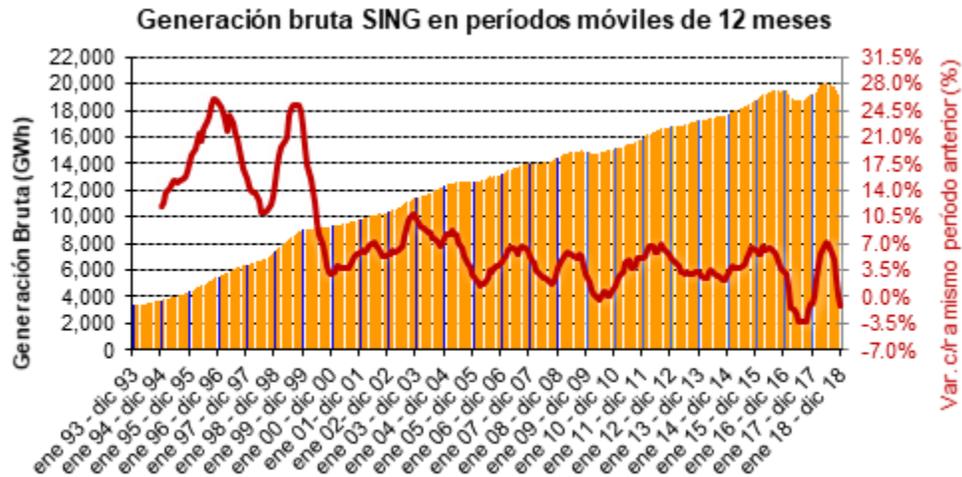


Ilustración 26: Generación acumulada SING en períodos móviles de 12 meses

4.3 Costos Marginales de Energía

Los costos marginales del año 2018, en la barra Crucero 220 kV, alcanzaron un promedio de 52.3 US\$/MWh, lo que representa una baja de -5.6% respecto al año anterior, y una baja de -15.4% respecto del año 2016.

La baja en los costos marginales se explica por un mayor aporte de la generación con GNL eficiente, en desmedro de la disminución de la generación a carbón más cara, junto con el aporte en generación desde el SIC gracias a la interconexión.

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

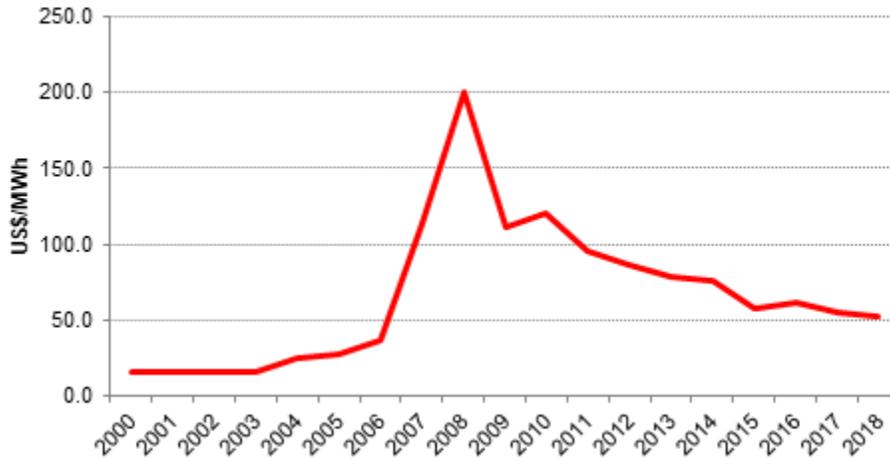


Ilustración 27: Costos Marginales de energía Crucero 220 KV (SING)

4.4 Precio Medio de Mercado (PMM)

El último PMM exclusivo del SING alcanza en el cuatrimestre dic-17 a mar-18 los 86.5 US\$/MWh. Si se analiza el detalle de las componentes de precio libre y regulado del PMM se tiene que el PMM de los clientes libres alcanza en el cuatrimestre un valor de 84.2 US\$/MWh, mientras que el PMM de los clientes regulados alcanza un valor de 106.4 US\$/MWh. Para este cuatrimestre se constata que el peso de los precios libres constituye un 90% del PMM en el SING.

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

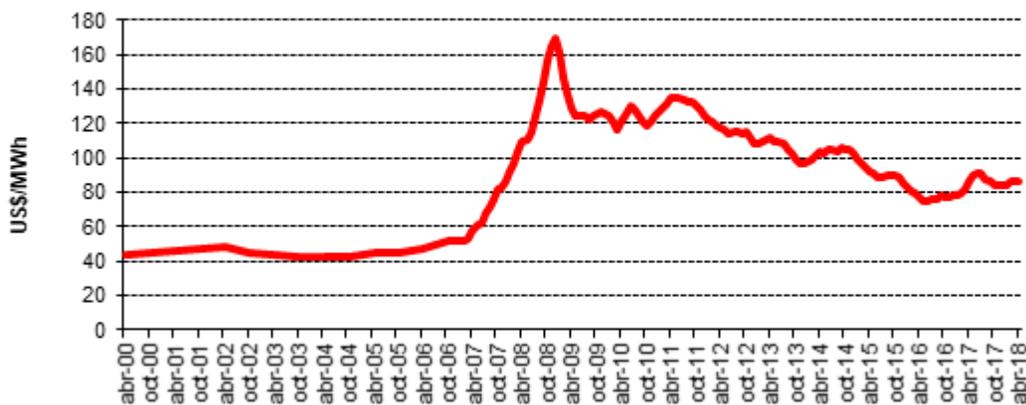


Ilustración 28: Precio Medio de Mercado SING

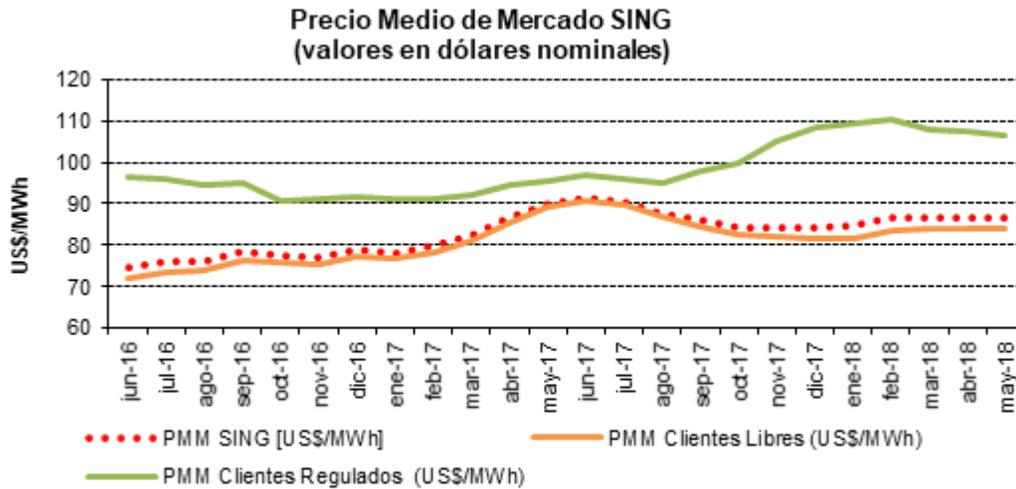


Ilustración 29: Precio Medio de Mercado Libre y Regulado SING últimos 4 años

4.5 Evolución de la generación por tipo de aporte

En la gráfica adjunta se muestra la evolución mensual (1994-2018) 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), concluyendo 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.

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. Para el año 2017 se registra un aporte conjunto de 10.5%. Y finalmente para el 2018 se tiene un aporte conjunto eólico solar de 12.6%.

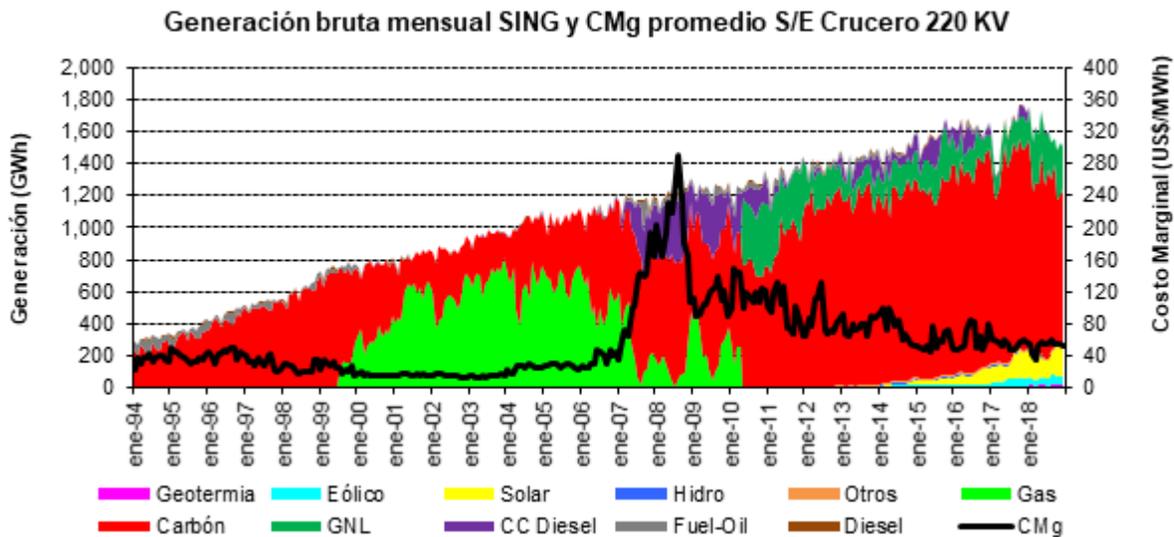


Ilustración 30: Generación Bruta por tipo de aporte SING

Para el año 2018 se tiene una participación mayoritaria del carbón de un 67.8%, seguido por el aporte de GNL de 17.0% y del petróleo de 0.4%. Por su parte las energías minoritarias, como la generación hidráulica llega a 0.3%, la cogeneración a 0.7%, la geotermia a 1.1%, mientras que la participación eólica-solar aumentan nuevamente hasta alcanzar un 12.7%.

Participación por tipo de aporte en la generación bruta anual SING

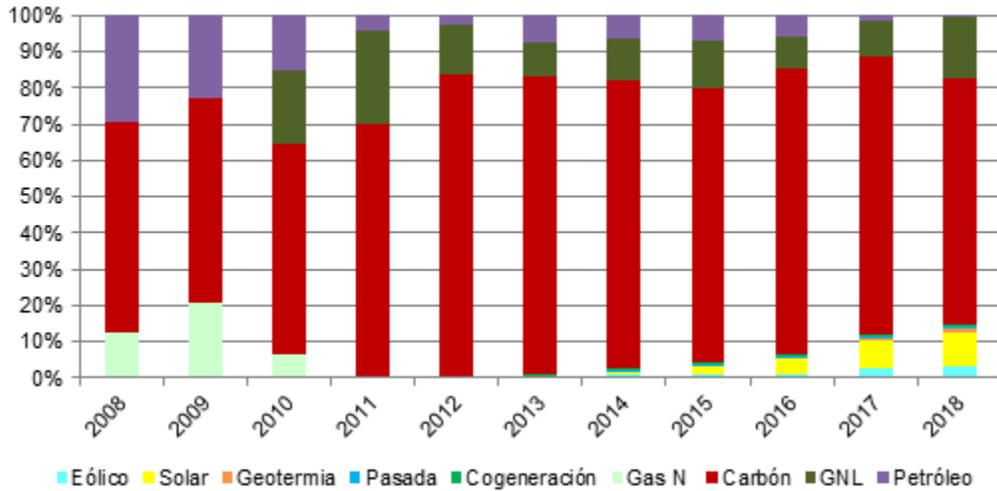


Ilustración 31: Generación Bruta por tipo de aporte SING