



INFORME MENSUAL DE OPERACIÓN

Octubre 2019

CONTENIDO

<u>1</u>	<u>RESUMEN.....</u>	<u>2</u>
<u>2</u>	<u>SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (SEN)</u>	<u>8</u>
2.1	INDICADORES DE LA OPERACIÓN	8
2.2	EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA	9
2.3	VENTAS A CLIENTES FINALES.....	10
2.4	COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA.....	11
2.5	PRECIO MEDIO DE MERCADO (PMM).....	13
2.6	EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN POR TIPO DE APOORTE	14
2.7	ENERGÍA EMBALSADA	15
2.8	INTERCONEXIÓN SIC-SING	17
2.9	NUEVO TRAMO 2x500 NUEVA PAN DE AZÚCAR – POLPAICO.....	18
2.10	BALANCE ERNC.....	21
2.11	PRECIOS DE COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA	22
2.12	CORRELACIÓN CONSUMO E IMACEC	23
<u>3</u>	<u>SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL (SIC).....</u>	<u>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</u>
3.1	INDICADORES DE LA OPERACIÓN	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
3.2	EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
3.3	VENTAS A CLIENTES FINALES.....	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
3.4	COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA.....	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
3.5	PRECIO MEDIO DE MERCADO (PMM).....	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
3.6	EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN POR TIPO DE APOORTE	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
<u>4</u>	<u>SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE (SING).....</u>	<u>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</u>
4.1	INDICADORES DE LA OPERACIÓN	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
4.2	EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
4.3	VENTAS A CLIENTES FINALES.....	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
4.4	COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA.....	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.

4.5 PRECIO MEDIO DE MERCADO (PMM)..... ¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.

4.6 EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN POR TIPO DE APOORTE ¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.

1

PERMITIDA SU REPRODUCCIÓN MENCIONANDO LA FUENTE

(SE AGRADECEN OBSERVACIONES AL CONTENIDO)

RESUMEN

En este informe se muestra un resumen de operación del sector eléctrico en Chile, actualizado con cifras del mes de octubre 2019, ello a través de las principales cifras que evidencian las condiciones de operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), 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.

VARIACION DE LA PRODUCCION Y CONSUMO PAIS

En el mes de octubre del año 2019, la generación bruta de electricidad en el SEN presenta una baja de -0.8% respecto al mes anterior¹. Respecto al mismo mes del año anterior dicha cifra de consumo total país baja en un -1.5%. Como promedio móvil de 12 meses la cifra alcanza un alza de 0.3%. Ahora bien, a pesar de que los antiguos sistemas SIC y SING ya no son independientes, es posible descomponer las cifras de variación de generación por ubicación territorial:

- i) En el territorio SIC para octubre 2019 la generación presentó un alza de 4.5% respecto al mes anterior, una baja de -4.5% respecto a octubre 2018 y una cifra que acumula -0.5% como promedio móvil de 12 meses.
- ii) En el territorio SING para octubre 2019 la generación presentó una baja de -13.6% respecto al mes anterior, un alza de 8.3% respecto a octubre 2018 y una variación 2.6% como promedio móvil de 12 meses.

PRECIOS MEDIOS DE MERCADO (PMM) y PARTICIPACION DE CLIENTES LIBRES

Los precios medios del mercado mayorista de electricidad para el SEN en alta tensión para grandes industriales y mineros, esto es precios promedio que incluyen energía y potencia vendida por empresas generadoras a dichos consumidores incluyendo los costos de transporte, SSCC y otros sobrecostos (PMM), alcanzan 97.5 US\$/MWh para el cuatrimestre may-19 a ago-19 (cifras oficiales calculadas en moneda nacional y convertida a dólares utilizando tasa de cambio promedio del cuatrimestre, igual a 696.04).

También se destaca en el mercado el fenómeno de emigración de clientes regulados por las fuertes ventajas comerciales que representa una oportunidad para los clientes regulados en el rango 500 a 5,000 KW, que pueden elegir traspasarse al mercado libre por un periodo no inferior a 4 años, aprovechando ofertas ventajosas de empresas generadoras respecto de las de empresas distribuidoras, que más bien son intermediarios cuyos márgenes de comercialización hoy bajan.

¹ Para independizarse del efecto de los días disimiles en cantidad de los distintos meses, resulta de comparar promedios diarios con el mes anterior.

COSTOS MARGINALES DE PRODUCCION DE ENERGIA

El promedio mensual de los costos variables de producción de energía eléctrica de la generadora más cara e ineficiente que horariamente debió operar para abastecer la demanda marginal fue durante este mes de octubre 2019 de:

- i) En la zona norte, en la barra de Crucero 220 kV, alcanzó 38.8 US\$/MWh, cifra que representa una baja de -4.8% respecto al mes anterior, y una baja de -30.4% respecto al mismo mes del año anterior.
- ii) En el norte chico, en la barra Cardones 220 kV, alcanzó 37.1 US\$/MWh, cifra que representa una baja de -10.1% respecto al mes anterior, y una baja de -27.9% respecto al mismo mes del año anterior.
- iii) En el centro, en la barra Quillota 220 kV, esta cifra alcanzó 37.4 US\$/MWh, que muestra una baja de -12.2% respecto al mes anterior y una baja de -33.7% respecto al mismo mes del año anterior.
- iv) En la zona sur, en la barra Charrúa 220 kV, alcanzó 36.2 US\$/MWh, que muestra una baja de -12.1% respecto al mes anterior y una baja de -31.4% respecto al mismo mes del año anterior.

TECNOLOGIAS DE GENERACION

Durante octubre 2019, el consumo de electricidad del SEN del mes fue satisfecho un 31.7% por hidroelectricidad, un 47.1% por termoelectricidad convencional y un 21.3% por energías no convencionales (eólico, solar, geotermia, cogeneración y biomasa). En cuanto al resultado por territorio podemos mencionar que:

- i) En el territorio SIC la hidroelectricidad aportó este mes un 42.5% del total, y la termoelectricidad convencional un 35.1%, siendo las energías solar, eólica, biomasa y cogeneración el 22.4% restante.
- ii) En el territorio SING la termoelectricidad convencional representó este reciente mes un 81.7% del total, y de ellas 74.2% correspondió a carbón, 7.5% a gas natural y menos del 0.1% a petróleo. El 17.9% corresponde a generación solar, eólica, geotermia y cogeneración, mientras que la generación hidroeléctrica fue de 0.4%.

Tabla 1: Resumen variación de la operación SEN.

Costos marginales de Energía (US\$/MWh)	Quillota 220 kV (SIC centro)	Crucero 220 kV (SING)	Cardones 220 kV (SIC norte)
CMg Promedio oct-19	37.4	38.8	37.1
CMg Promedio sep-19	42.6	40.8	41.2
CMg Promedio oct-18	56.4	55.8	51.4
Var% oct-19 c/r sep-19	-12.2%	-4.8%	-10.1%
Var% oct-19 c/r oct-18	-33.7%	-30.4%	-27.9%
CMg máximo oct-19	78.8	403.2	82.1
CMg mínimo oct-19	23.3	21.6	22.1
Generación Bruta mensual (GWh)	SIC	SING	SEN
Generación Bruta oct-19 (31 días)	4,648	1,610	6,258
Generación Bruta sep-19 (30 días)	4,302	1,804	6,106
Generación Bruta oct-18 (31 días)	4,870	1,486	6,356
Var% Gen. Promedio Día oct-19 c/r sep-19	4.5%	-13.6%	-0.8%
Var% Gen. Promedio Día oct-19 c/r oct-18	-4.5%	8.3%	-1.5%
Gen. Bruta en períodos móviles de 12 meses (GWh)	SIC	SING	SEN
Gen. Total nov-17 / oct-18 (365 días)	57,202	19,465	76,667
Gen. Total nov-18 / oct-19 (365 días)	56,918	19,977	76,895
Variación período móvil 12 meses	-0.5%	2.6%	0.3%

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 mes de octubre 2019.

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 (más detalle en sección 2.10).

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	1,934	468	32.5%	202	57	37.7%	2,136	8.4%	525	8.4%	33.0%
Solar Fotovoltaica	1,901	442	31.2%	772	204	35.5%	2,673	10.5%	645	10.3%	32.5%
Biomasa	469	115	33.0%				469	1.8%	115	1.8%	33.0%
Minihidráulica	468	153	43.8%	17	6	49.5%	485	1.9%	159	2.5%	44.0%
Hidráulica de Pasada	126	42	45.1%				126	0.5%	42	0.7%	45.1%
Hidráulica de Embalse	16	5	41.9%				16	0.1%	5	0.1%	41.9%
Geotermia				55	15	36.2%	55	0.2%	15	0.2%	36.2%
Total ERNC	4,914	1,225	33.5%	1,046	282	36.2%	5,960	23.5%	1,506	24.1%	34.0%

Convencional	Potencia MW	Energía GWh	fp	Potencia MW	Energía GWh	fp	Potencia MW	Potencia %	Energía GWh	Energía %	fp
Carbón	2,561	909	47.7%	3,054	1,194	52.5%	5,615	22.1%	2,103	33.6%	50.3%
Petróleo Diesel	2,255	3	0.2%	171	0	0.1%	2,426	9.6%	4	0.1%	0.2%
Ciclo Combinado	2,993	717	32.2%	1,957	121	8.3%	4,950	19.5%	838	13.4%	22.8%
Cogeneración	108	1	1.1%	24	13	69.7%	132	0.5%	13	0.2%	13.7%
Gas Natural	89	1	1.2%				89	0.4%	1	0.0%	1.2%
Biomasa	47	17	47.9%				47	0.2%	17	0.3%	47.9%
Hidráulica de Pasada	2,759	778	37.9%				2,759	10.9%	778	12.4%	37.9%
Hidráulica de Embalse	3,411	997	39.3%				3,411	13.4%	997	15.9%	39.3%
Total Convencional	14,222	3,423	32.4%	5,207	1,328	34.3%	19,429	76.5%	4,751	75.9%	32.9%
Total General	19,136	4,648	32.6%	6,253	1,610	34.6%	25,389	100.0%	6,258	100.0%	33.1%

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.

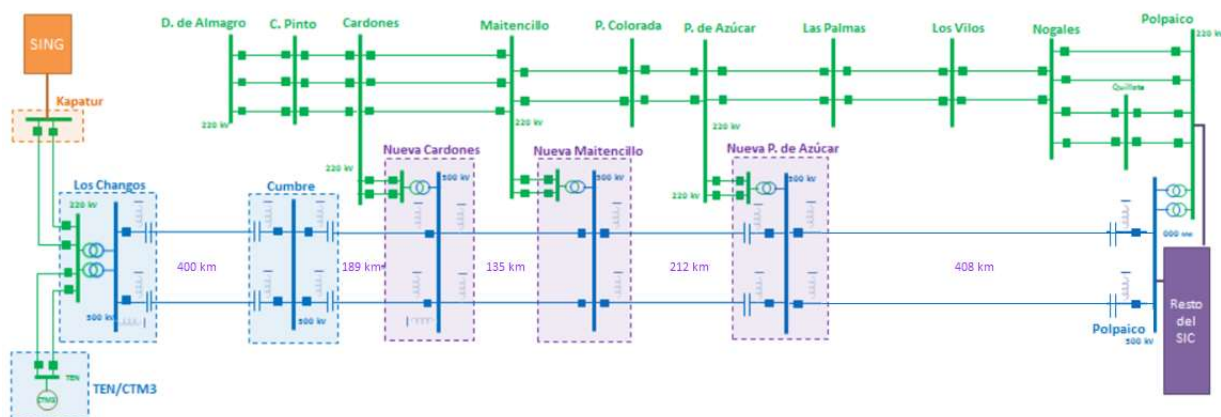


Ilustración 1: Interconexión SIC-SING

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 acoplados la mayor parte del tiempo.

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)**.

Recientemente la CNE comunicó mediante RE641 del 03 de octubre 2019 la lista de contratos que se acogieron al mecanismo CET. Por tanto, sólo queda pendiente las reliquidaciones de los cargos de transmisión del año 2019 por parte del Coordinador.

2 SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (SEN)

2.1 INDICADORES DE LA OPERACIÓN

Aproximadamente el 99% del consumo y producción de electricidad en Chile se presenta en el SEN, a partir del 21 de noviembre 2017 une los sistemas SIC y SING, que respectivamente presentaban cerca del 74% y el 25% de la generación eléctrica en el país. El resto es menor a 1% y corresponde a los sistemas aislados de Aysén, Los Lagos y Magallanes y el territorio insular. Por ello, en lo que sigue, se muestran las cifras del SEN de los últimos 14 meses, como una forma de visualizar el total del país. En el cuadro que sigue se muestran la componente hidráulica, renovable no convencional y térmica de la generación de electricidad y, de esta última, la participación en ella de los distintos combustibles usados para el efecto.

Tabla 3: Estadísticas de operación (SIC+SING) / SEN últimos 14 meses

SEN	sep-18	oct-18	nov-18	dic-18	ene-19	feb-19	mar-19
Generación GWh	6,058	6,356	6,280	6,494	6,553	5,994	6,627
Ventas a clientes finales (GWh)	5,578	5,873	5,843	6,027	6,182	5,546	6,072
Embalse	9.6%	22.5%	22.7%	16.0%	13.3%	9.6%	9.1%
Pasada	16.0%	20.3%	23.5%	21.2%	19.6%	17.6%	13.3%
Gas	13.3%	7.8%	8.5%	11.8%	16.8%	21.6%	23.2%
Carbón	42.5%	30.0%	26.4%	32.2%	33.6%	34.8%	37.2%
Petróleo	0.1%	0.4%	0.5%	0.3%	0.3%	1.1%	1.0%
Eólico	6.5%	6.8%	6.3%	6.0%	4.9%	4.1%	4.9%
Solar	7.9%	8.7%	9.6%	9.5%	9.0%	8.4%	8.3%
Biomasa/Cogeneración	3.7%	3.1%	2.3%	2.6%	2.1%	2.6%	2.8%
Geotermia	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.2%
Demanda máxima de potencia							
Dem Máx (MW)	9,770	10,036	10,241	10,374	10,608	10,444	10,402
Factor de carga del sistema	0.86	0.85	0.85	0.84	0.83	0.85	0.86
SEN	abr-19	may-19	jun-19	jul-19	ago-19	sep-19	oct-19
Generación GWh	6,178	6,578	6,437	6,796	6,594	6,106	6,258
Ventas a clientes finales (GWh)	5,681	6,034	5,958	6,254	6,130	5,627	Sin data
Embalse	9.8%	10.7%	11.4%	9.8%	14.3%	14.0%	16.0%
Pasada	11.2%	11.3%	13.7%	13.5%	15.4%	15.0%	15.7%
Gas	25.7%	21.2%	18.6%	22.4%	15.8%	14.7%	13.4%
Carbón	37.6%	41.9%	40.9%	38.8%	36.3%	38.3%	33.6%
Petróleo	0.8%	0.7%	0.3%	0.2%	0.2%	0.0%	0.1%
Eólico	4.4%	5.1%	6.8%	6.8%	7.8%	6.1%	8.4%
Solar	7.1%	5.6%	5.4%	5.8%	7.6%	9.1%	10.3%
Biomasa/Cogeneración	3.2%	3.1%	2.8%	2.4%	2.5%	2.5%	2.3%
Geotermia	0.3%	0.3%	0.3%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%
Demanda máxima de potencia							
Dem Máx	9,944	10,265	10,533	10,608	10,326	10,007	10,274
Factor de carga del sistema	0.86	0.86	0.85	0.86	0.86	0.85	0.82

Se hace notar además que las ventas a clientes finales se actualizan con un mes de desfase, por lo que no están disponibles las ventas de octubre 2019.

2.2 EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

La generación bruta total del SEN durante el período móvil nov-18 / oct-19, registró una variación al alza de 0.3% respecto del total para el período nov-17 / oct-18.

La generación total bruta del mes de octubre 2019 del SEN baja en -0.8% respecto al mes anterior, mientras que respecto a igual mes del año anterior se registra una baja de -1.5%.

Se aprecia en la gráfica adjunta, que cubre el periodo de 1993-2019 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 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.

Durante lo recorrido del año 2019 se sigue observando la tendencia a la baja.

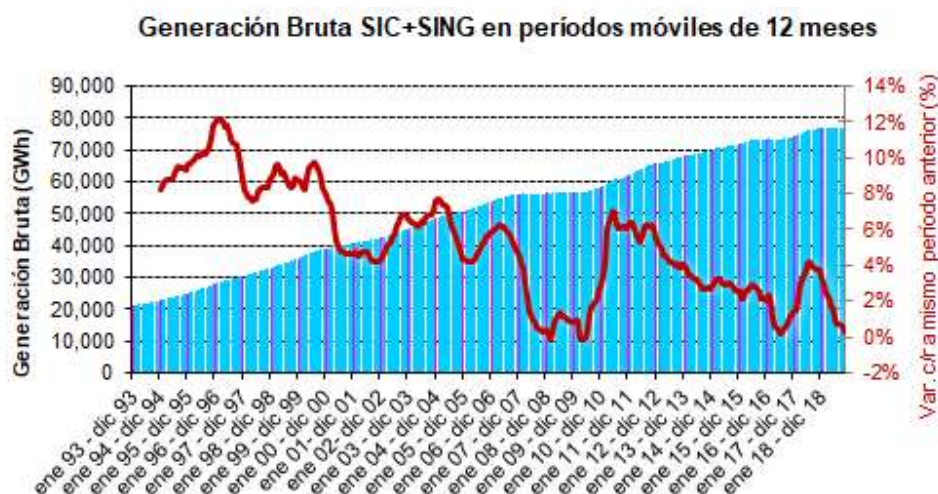


Ilustración 2: Generación acumulada SIC+SING en períodos móviles de 12 meses

En términos de consumo total mensual cabe indicar que el consumo de energía del SEN en oct-19 resulta ser -1,5% menor al de oct-18, caída que se radica fundamentalmente en la situación posterior al 18/oct, inicio del “estallido social”, ya que si se compara el consumo acumulado del 1-18 oct-19 vs igual periodo de oct-18, se obtiene una variación positiva, pero al integrar todo el mes la variación se revierte.

2.3 VENTAS A CLIENTES FINALES

En el SEN en el mes de septiembre 2019 (n-1), las ventas de energía de clientes libres son mayoría con un 61%.

Para el mes de septiembre 2019 en el SEN las ventas a clientes libres alcanzan 3,408.1 GWh y para los clientes regulados 2,218.7 GWh. Por lo que de manera agregada se tiene una venta de energía de 5,626.8 GWh que representa un 92.1% de la generación bruta de energía, es decir que para el mes de septiembre 2019 se registra un 7.9% de pérdidas en transmisión más consumos propios en el SEN.

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

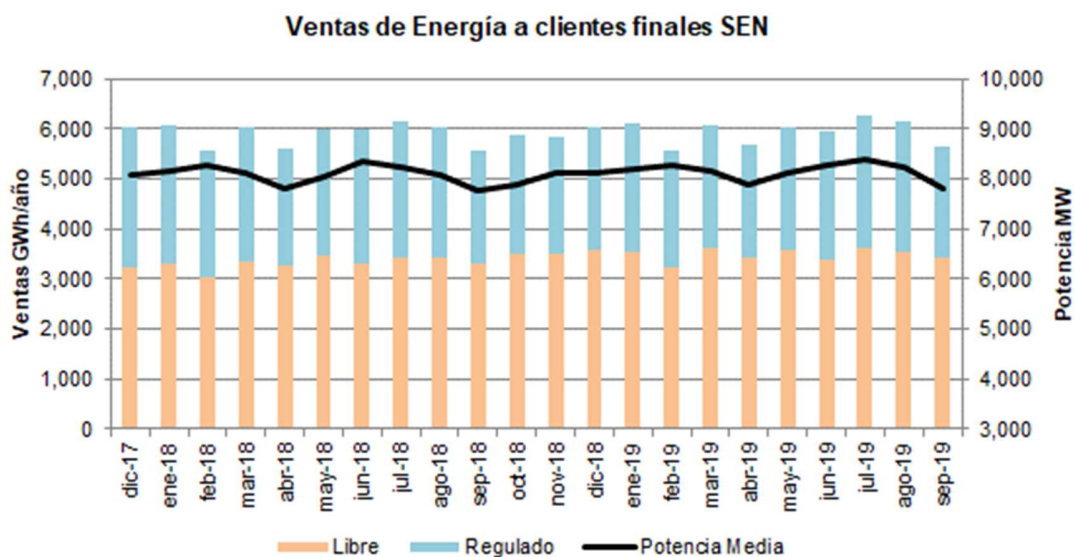


Ilustración 3: Ventas de energía a clientes finales SEN

2.4 COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA

En la gráfica se muestra la evolución diaria promedio que tuvo el costo marginal durante el mes de octubre 2019, para distintas zonas geográficas del SEN.

Representando el norte grande, la barra Crucero 220 kV que promedió 38.8 US\$/MWh; el norte chico la barra Cardones 220 kV que promedió 37.1 US\$/MWh; la zona centro del país la barra Quillota 220 kV que promedió 37.4 US\$/MWh; y finalmente la zona sur la barra Charrúa 220 kV que promedió 36.2 US\$/MWh.

En Crucero el comportamiento fuera de lo normal del día 09 de octubre al medio día se debió a una falla en la subestación que afectó la zona y desconectó la potencia de las centrales María Elena FV (58 MW) y Cerro Pabellón (22 MW).

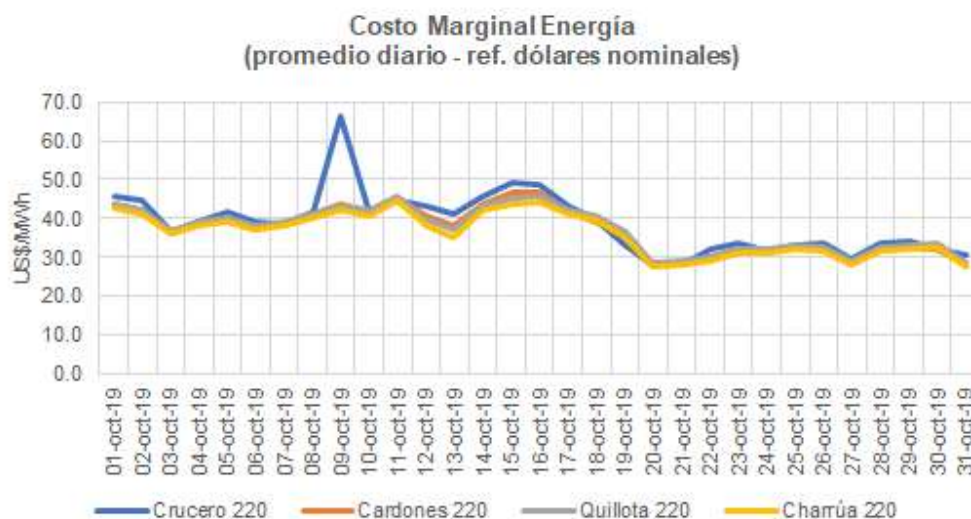


Ilustración 4: Costos Marginales de energía SEN promedio diario

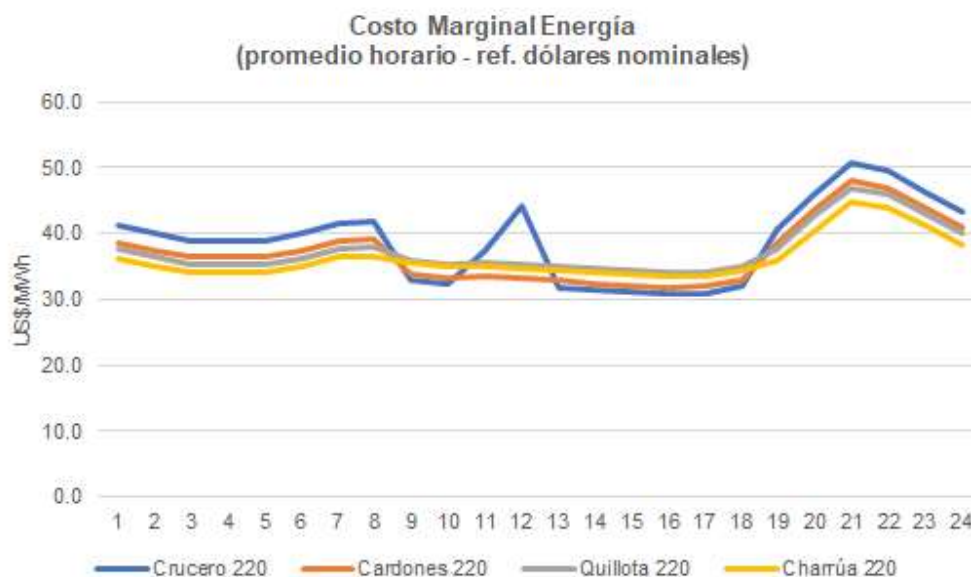


Ilustración 5: Costos Marginales de energía SEN promedio horario

Si se analiza el comportamiento horario de los costos marginales, en promedio durante las horas de mayor generación solar, el desacople entre la zona norte y la zona centro sur del SEN es menor a los 10 US\$/MWh, cuando previo a la entrada en servicio del tramo Pan de Azúcar – Polpaico, dicho desacople superaba los 20 US\$/MWh.

La siguiente gráfica muestra el comportamiento de los costos marginales en el SEN, como promedio mensual, desde su formación a finales de noviembre 2017. Se aprecia el acople completo a contar de la puesta en servicio de la línea 2x500 kV Pan de Azúcar – Polpaico (finales de mayo). Además, se aprecia una baja significativa del nivel de los costos marginales efecto de la baja de los precios de carbón.

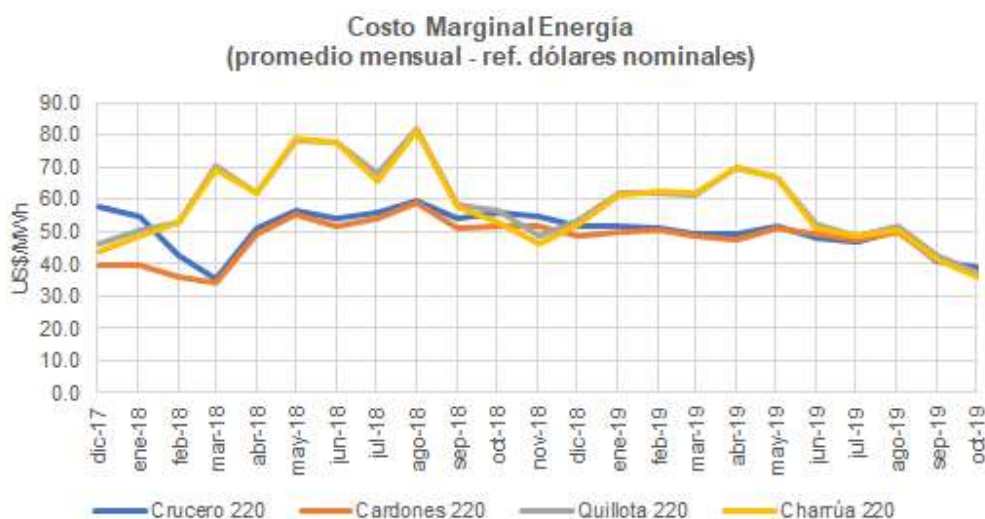


Ilustración 6: Costos Marginales de energía SEN promedio mensual

2.5 PRECIO MEDIO DE MERCADO (PMM)

El precio medio de mercado (PMM), 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 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 octubre 2019 obedece al promedio del período may-19 a ago-19²

Para el cuatrimestre may-19 a ago-19 el PMM alcanza los 97.5 US\$/MWh, que equivale a una baja de -1.5% respecto al cuatrimestre anterior y una baja de -1.2% respecto al mismo cuatrimestre del año anterior.

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 88.9 US\$/MWh, mientras que el PMM de los clientes regulados alcanza un valor de 108.8 US\$/MWh. Para este cuatrimestre se constata que el peso de los precios libres constituye un 57% del PMM en el SEN.

² Cifras entregadas en pesos y convertida a dólares utilizando tasa de cambio promedio del cuatrimestre 696.04.

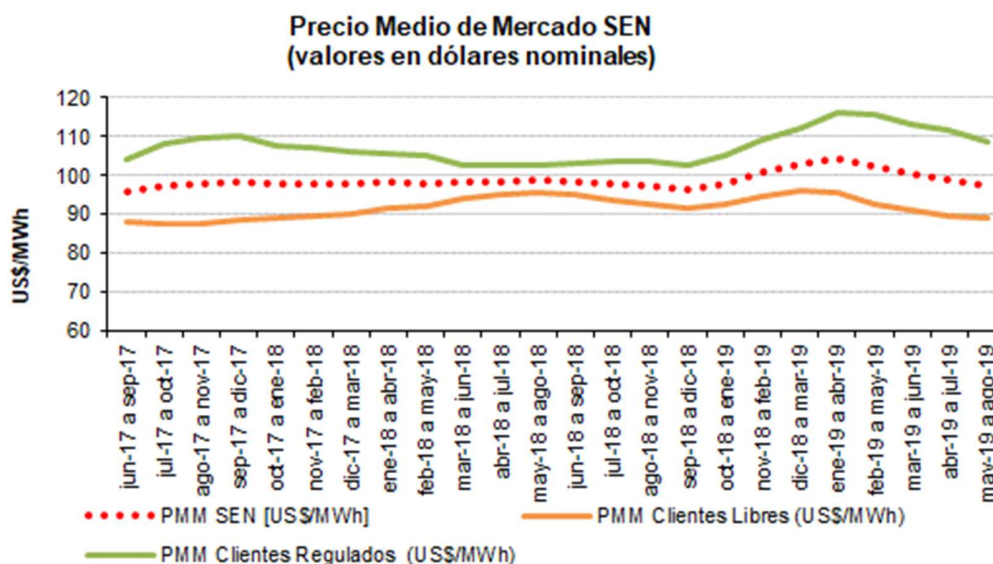


Ilustración 7: Precio Medio de Mercado Libre y Regulado SEN

2.6 EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN POR TIPO DE APORTE

En la gráfica adjunta se muestra la evolución mensual (1994-2019) 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 está 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 mantuvo el año 2018 aumentando el aporte de generación intermitente eólico y solar a 12.4%.

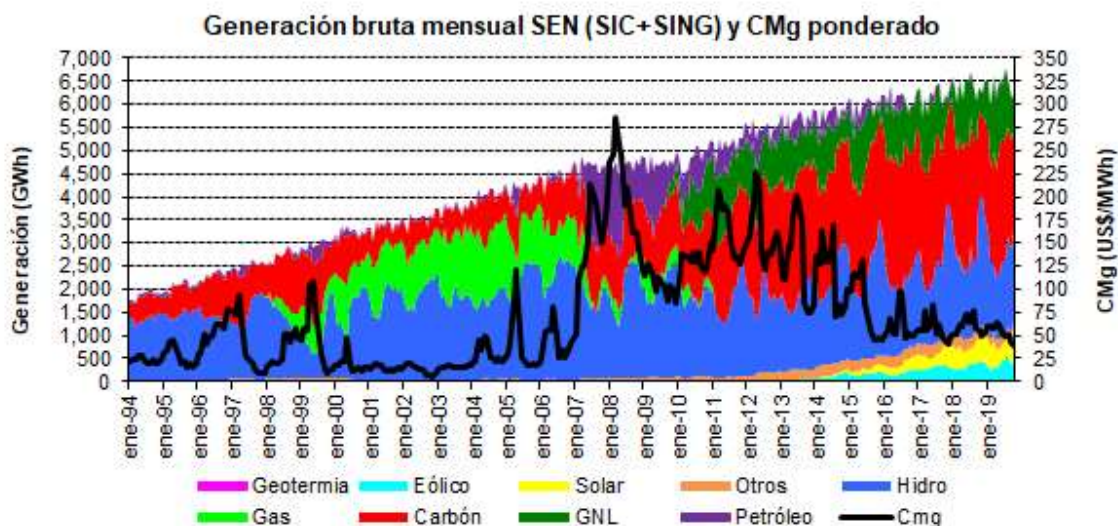


Ilustración 8: Generación Bruta por tipo de aporte SIC+SING

Durante este mes de octubre 2019 la participación hidroeléctrica del SEN alcanzó el 31.7% (16.0% embalse y 15.7% pasada). Por su parte la generación térmica convencional alcanza en este mes una participación del 47.1% (carbón 33.6%, gas 13.4% y petróleo 0.1%) y el aporte de la generación solar, eólico, geotermia, cogeneración y biomasa alcanza el 21.3%.

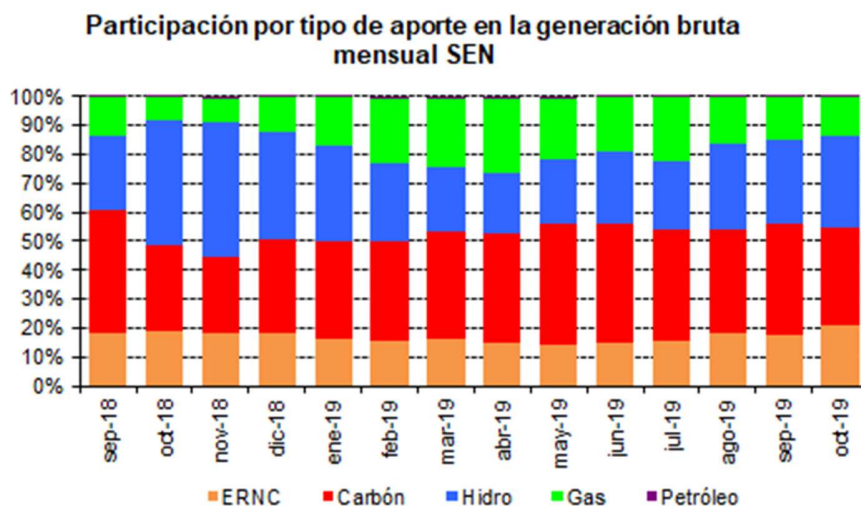


Ilustración 9: Incidencia en la generación eléctrica SIC+SING / SEN por tipo de aporte

2.7 ENERGÍA EMBALSADA

La energía embalsada promedio el mes de octubre 2019 fue de 3,862 GWh, lo que implica un alza de 15% respecto al promedio del mes anterior y resulta mayor en un 5% al valor promedio del mismo mes del año anterior. Finalizando el mes de octubre 2019 la energía embalsada alcanza 4,159 GWh.

Durante este mes aumenta el nivel de los embalses, ya que actualmente existe embalsado un 74% del promedio histórico de los meses de octubre del 1994-2018, mayor al 70% del mes anterior.

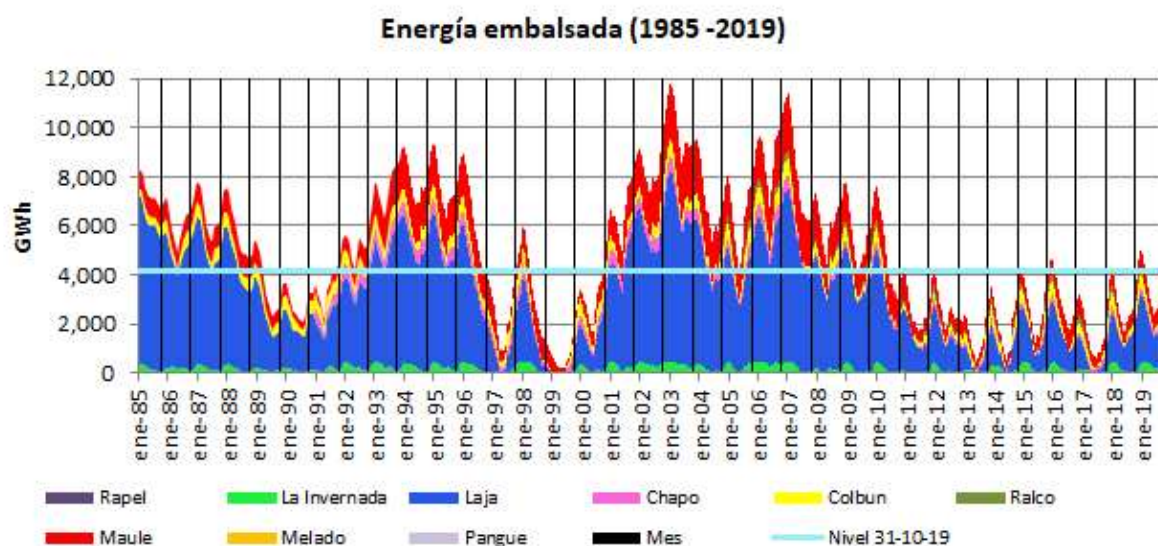


Ilustración 10: Energía Embalsada histórica

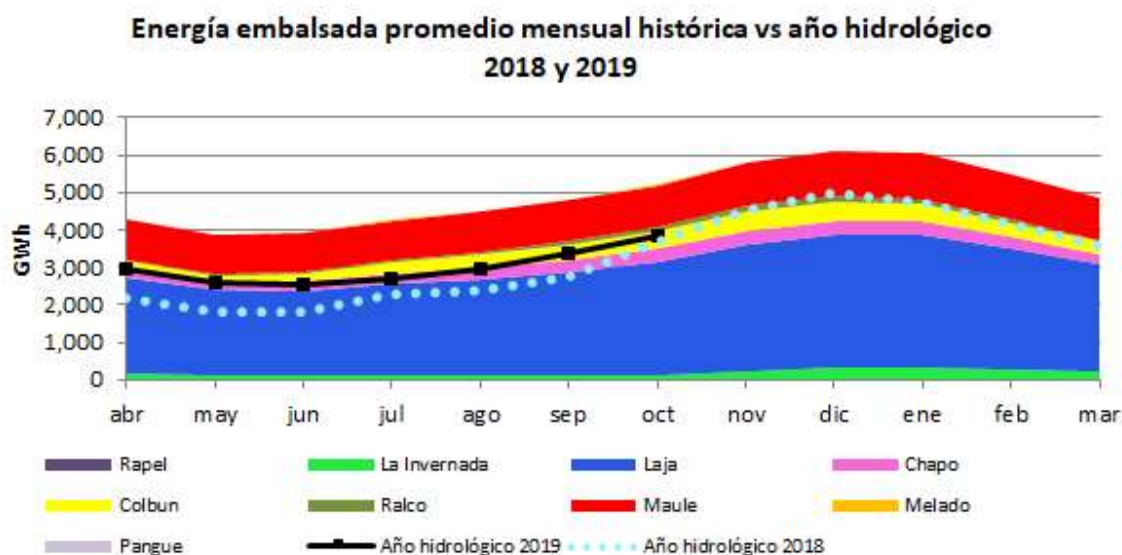


Ilustración 11: Energía embalsada promedio mensual histórica

La gráfica muestra la variación del promedio histórico de la energía embalsada de cada embalse, además de la energía total embalsada de los 2 últimos años hidrológicos. El año hidrológico 2018 comenzó en abril 2018 y terminó en marzo 2019. En el mes de abril 2019 comienza el año hidrológico 2019, para los primeros meses se tiene un mejor nivel de energía embalsada que la del año hidrológico anterior.

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, y finalmente a finales de mayo 2019 entró en operación el tramo más importante desde Nueva Pan de Azúcar hasta 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 octubre 2019, la transferencia máxima desde el SING hacia el SIC fue de 526 MW (trasferencia positiva en los gráficos), y la transferencia máxima en el sentido SIC hacia el SING fue de 870 MW (trasferencia negativa en los gráficos).

Nótese el aumento de transferencia en ambos sentidos, gracias a la puesta en servicio el tramo Pan de Azúcar – Polpaico.

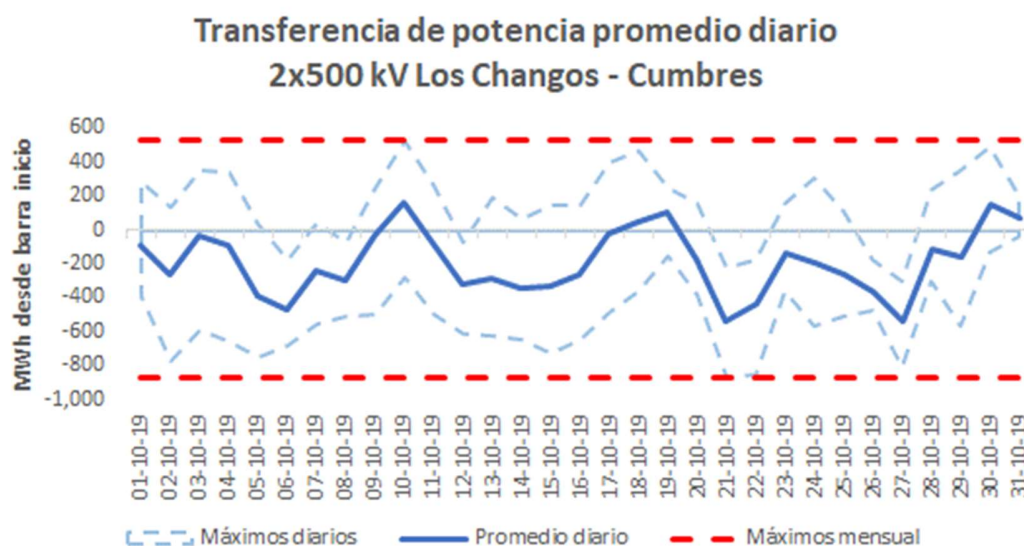


Ilustración 12: Transferencia promedio diaria de potencia en línea de interconexión SIC-SING

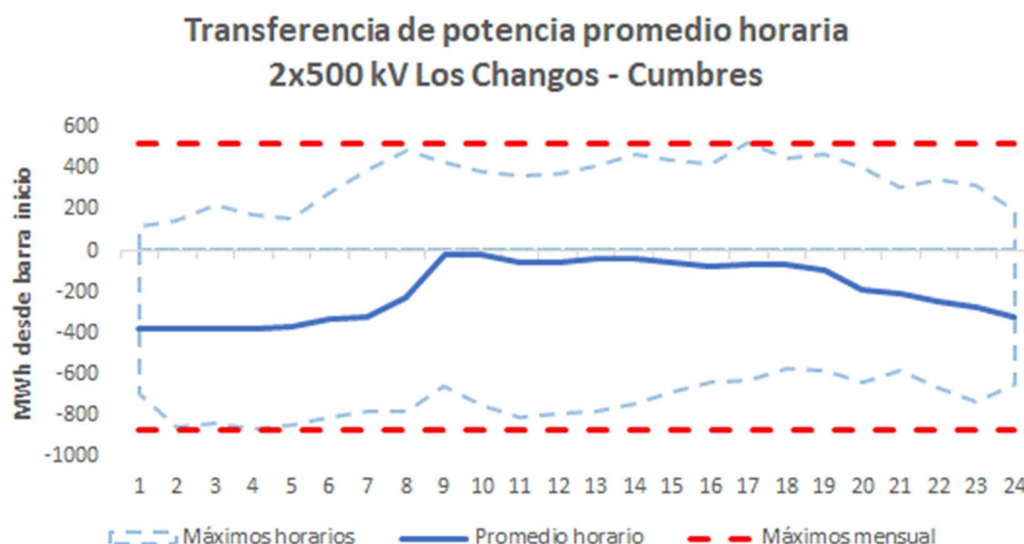


Ilustración 13: Transferencia promedio horaria de potencia en línea de interconexión SIC-SING

En términos medios para el mes de octubre 2019, las transferencias en dirección SIC→SING son predominantes (valores negativos en la gráfica), salvo en las horas de mayor generación solar, donde las transferencias se igualan.

2.9 NUEVO TRAMO 2x500 NUEVA PAN DE AZÚCAR – POLPAICO

Con fecha 29 de mayo 2019 cerca de las 18:00 entró en operación el tramo 2x500 Nueva Pan de Azúcar – Polpaico, de capacidad de transmisión N-1 de 1,500 MVA. Esta gran capacidad de transmisión logra descongestionar por completo la zona del norte chico donde la generación solar no podía ser evacuada por limitaciones de transmisión.

La gráfica muestra la evolución del fenómeno de vertimiento ERNC en la zona de Diego de Almagro, el cual se produce cuando se debe limitar la generación ERNC debido de las limitaciones de transmisión, lo que provoca como consecuencia que el costo marginal sea igual a cero. Por tanto, la gráfica se debe entender, por ejemplo, para enero 2017 el 35% de las horas del mes, el costo marginal en la barra Diego de Almagro 220 kV fue igual a cero.

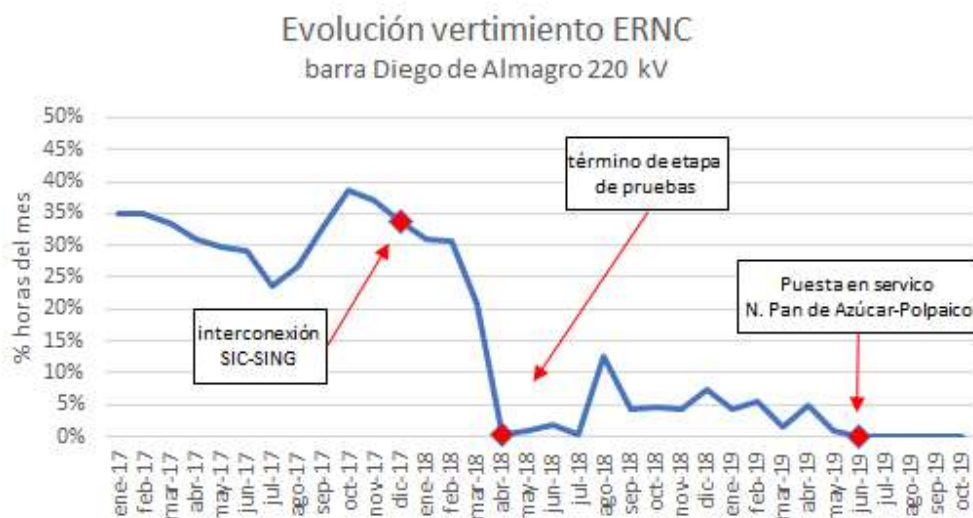


Ilustración 14: Evolución vertimiento ERNC - Zona norte Chico

Se aprecia una disminución notable del fenómeno de vertimiento una vez terminada las pruebas de la primera parte de la interconexión SIC -SING y una desaparición completa en la zona de Diego de Almagro con la puesta en servicio del tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico.

Se muestra a continuación el promedio diario y el promedio horario de las transferencias de potencia entre los tramos 2x 500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico respectivamente (medido en SE Nueva Pan de Azúcar). Para el mes de octubre 2019, la transferencia máxima desde el norte chico hacia el centro fue de 1,652 MW (trasferencia positiva en los gráficos), y la transferencia máxima en el sentido centro hacia el norte chico fue de 961 MW (trasferencia negativa en los gráficos).

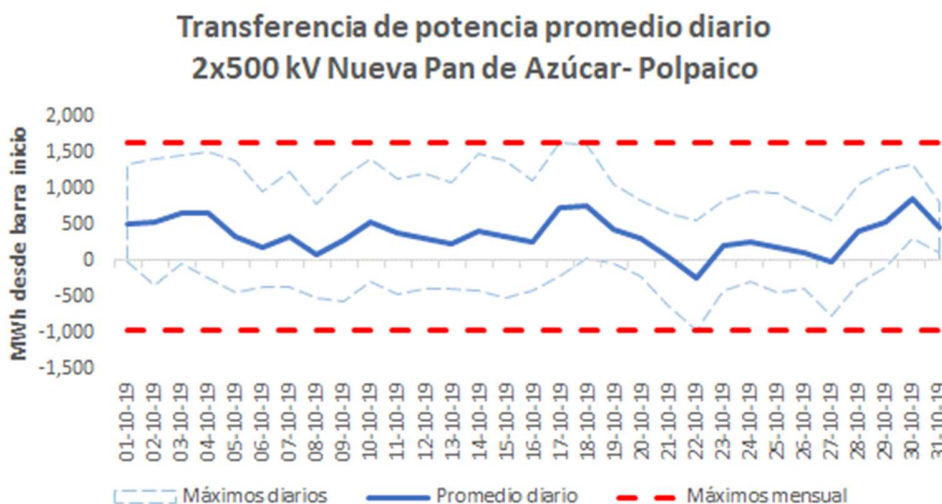


Ilustración 15: Transferencia promedio diaria de potencia en línea Nueva Pan de Azúcar - Polpaico

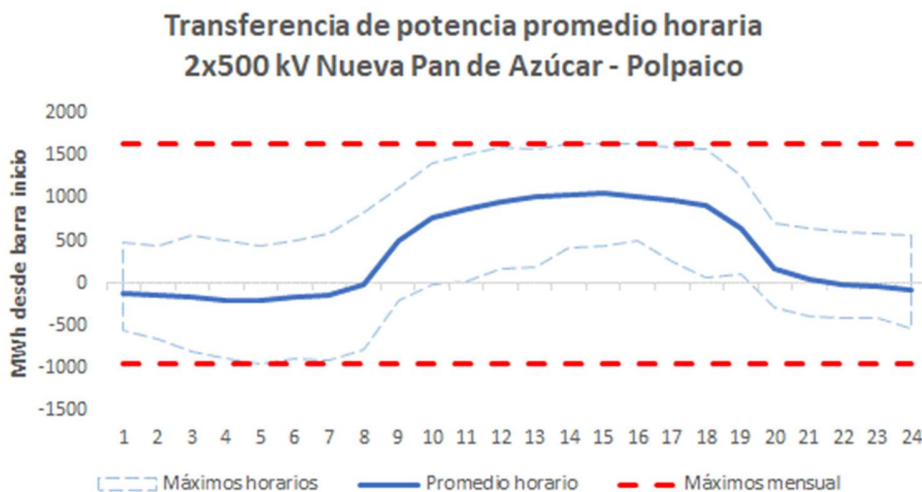


Ilustración 16: Transferencia promedio horaria de potencia en línea Nueva Pan de Azúcar - Polpaico

En términos medios para el mes de octubre 2019, las transferencias en dirección norte chico → centro son predominantes (valores positivos en la gráfica), y son mayores en las horas de mayor generación solar.

2.10 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 2019 de 11% para los contratos suscritos con posterioridad al 1 de julio 2013, y de 7.5% para contratos celebrados entre el 31 de agosto 2007 y antes del 1 de julio 2013.

En cuanto a estadísticas, la recolección de datos de generación ERNC normalmente está diferida por lo que las cifras procesadas están con un mes de desfase.

En lo referente a septiembre 2019 se tiene una inyección reconocida de 1,229.9 GWh en el SEN. Donde el SIC aporta con 982.7 GWh y el SING con 247.2 GWh y se cubre completamente la obligación del SEN de 408.6 GWh.

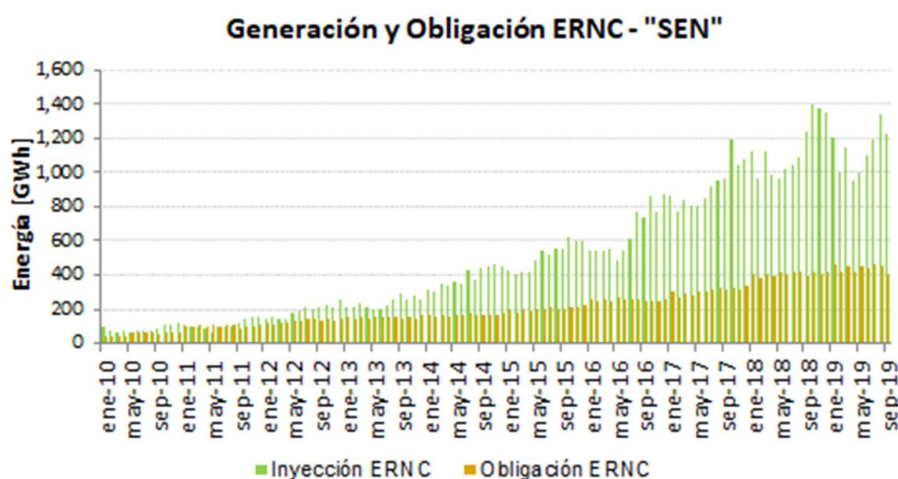


Ilustración 17: Balance mensual ERNC en el SIC+SING

La normativa señala que el balance de ERNC, para determinar déficit y excedentes debe realizarse de manera anual, y no mes a mes, por lo que lo relevante es llevar la estadística acumulada a cada mes para verificar las tendencias hacia el fin de año.

En el siguiente cuadro se muestra un resumen en términos anuales del balance de inyecciones y obligaciones de acreditación de ERNC para el SEN hasta septiembre del año 2019.

Tabla 4: Balance anual ERNC SEN

ERNC (GWh)	SIC	SING	SEN
Inyección 2019	8,216.3	1,939.7	10,155.9
Obligación 2019	2,949.4	1,000.6	3,950.0
Balance 2019*	5,266.9	939.1	6,205.9

*Año 2019 considera sólo hasta el mes de septiembre

En el mes de septiembre 2019 el mayor aporte de generación ERNC reconocida fue por parte de la tecnología solar con un 45.4%, le sigue la biomasa con un 31.5%, la hidráulica con 14.1%, luego la eólica con un 7.8% y finalmente la geotermia con un 1.1%.

2.11 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 la CNE para la contratación del abastecimiento del suministro requerido por los clientes regulados de las empresas distribuidoras.

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, que incluye datos a septiembre 2019, para dicho mes el petróleo diésel es 514.0 US\$/m³, el carbón³ resulta en un valor de 90.4 US\$/Ton (7,000 kcal/Ton) y el precio Henry Hub para el GNL 2.5 US\$/MMBTU.

En comparación con septiembre 2018, los precios de combustibles de este mes han experimentado una baja de -14.2% en el caso del petróleo diésel, una baja de -34.8% en el caso del carbón, y una baja de -14.7% en el caso del GNL.

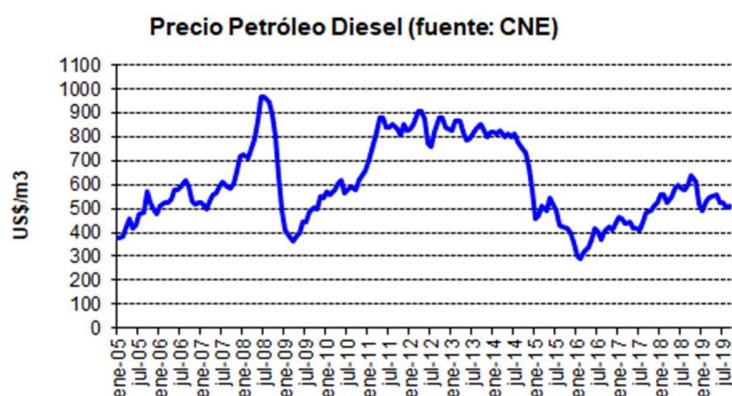


Ilustración 18: Estadística precio diésel según CNE

³ **Nota CNE:** A partir del 23 de julio de 2018, para el índice de carbón se modificará la referencia para Australia, porque se discontinuó el indicador “Newcastle 6300 kcal/kg GAR” para entregas en 90 días. En su reemplazo se decidió utilizar como nueva referencia el carbón “Newcastle 6300 kcal/kg GAR” para entregas entre 7 y 45 días, manteniendo el resto de la actual metodología de cálculo del precio de paridad de importación de carbón. Dado el desfase estimado en el proceso promedio de importación de carbón, estos cambios se reflejan en el índice de carbón de septiembre de 2018, publicado en octubre de 2018.

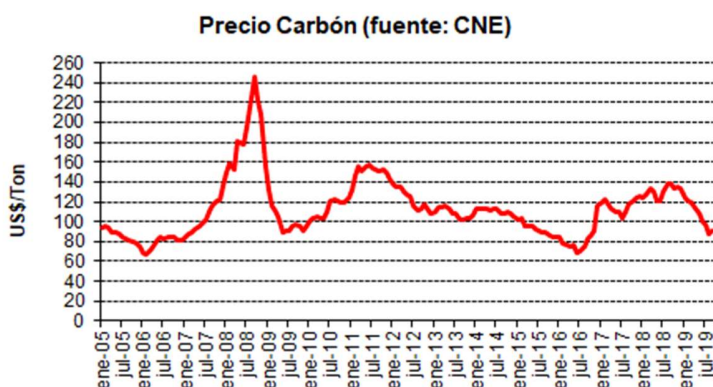


Ilustración 19: Estadística precio carbón según CNE

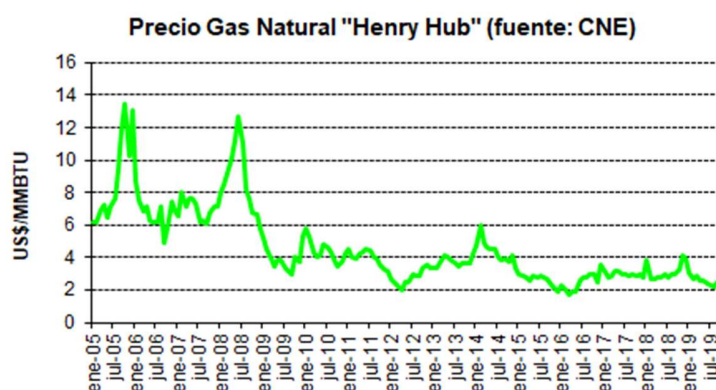


Ilustración 20: Estadística precio gas natural según CNE

2.12 CORRELACIÓN CONSUMO E IMACEC

La gráfica muestra la evolución mensual de las ventas de energía SEN, en representación del consumo de energía país, ya que aproximadamente el 99% del consumo y producción de electricidad en Chile se presenta en este gran sistema formado con la entrada en servicio de la interconexión SIC-SING.

Por su parte en el eje secundario se muestra la evolución del IMACEC con base del año 2013, disponibles desde al año 2008 a la fecha, para extrapolar los datos previos al 2008 se utiliza los valores publicados de IMACEC con base 2008, realizando un cambio de base para respetar la tendencia de la base actual.

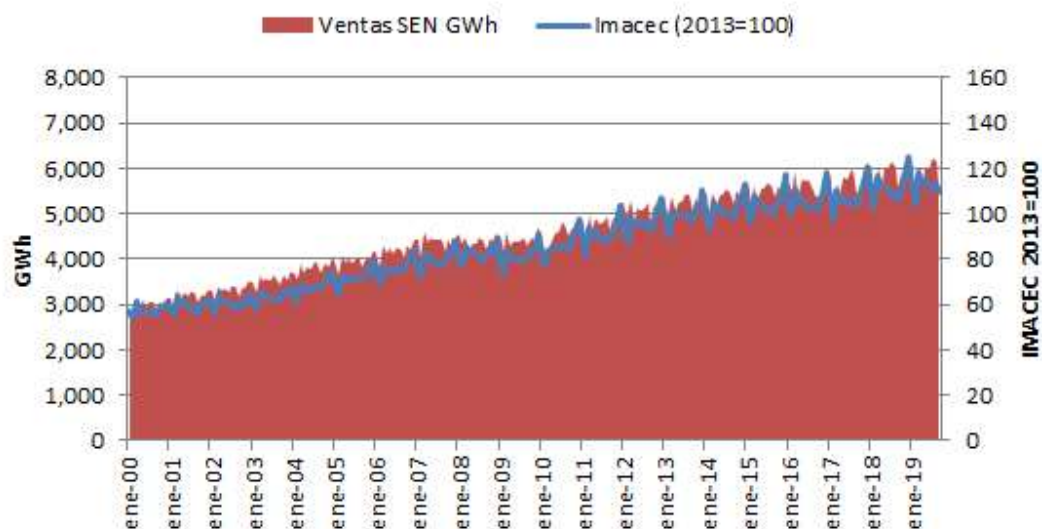


Ilustración 21: Evolución de las ventas de energía e IMACEC

Se logra apreciar una muy buena correlación entre ambas variables, se obtiene un valor de $R^2 = 0,9617$ para ambas variables y en términos de promedio móviles cada 12 meses esta correlación mejora a $R^2 = 0,9942$

Analizando una ventana móvil de 3 años, en términos generales, las variaciones de IMACEC y ventas de energía presentan similitudes, salvo en situaciones de variaciones bruscas, donde los cambios en las ventas son más acentuados que en el IMACEC

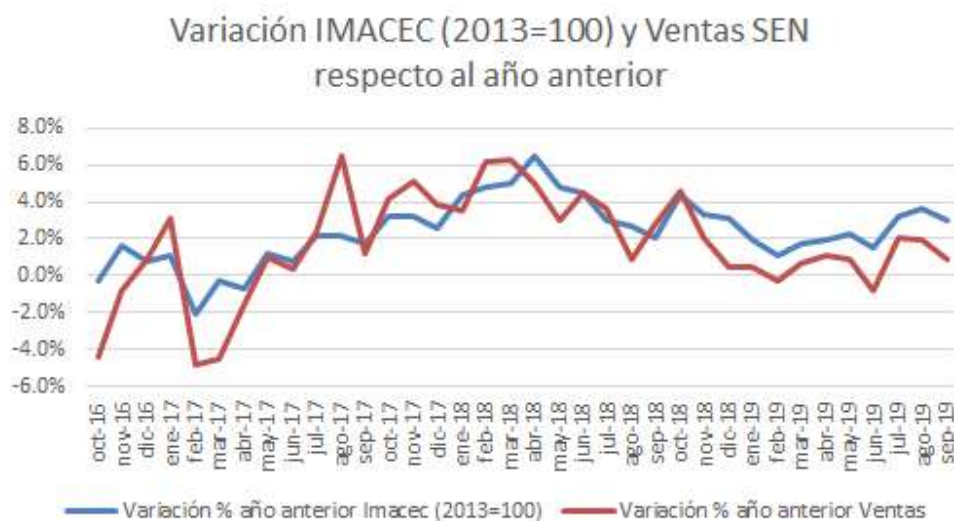


Ilustración 22: Variación de ventas de energía e IMACEC respecto al año anterior

Lo anterior permite mostrar que las ventas de electricidad, es un buen predictor proximal del IMACEC para series largas de datos, tal y como se refleja en la siguiente gráfica de cambio de tasas de promedios

móviles de doce meses de ambas variables, donde se aprecia como ambas variables varían de manera similar.

El IMACEC promedio entre oct-18/sep-19 fue de 113.37 con una variación 2.6% respecto al promedio oct-17/sep-18. Por su parte el promedio de las ventas de energía SEN entre oct-18/sep-19 fue de 5,931 GWh, con una variación de 1.2% respecto al promedio oct-17/sep-18.

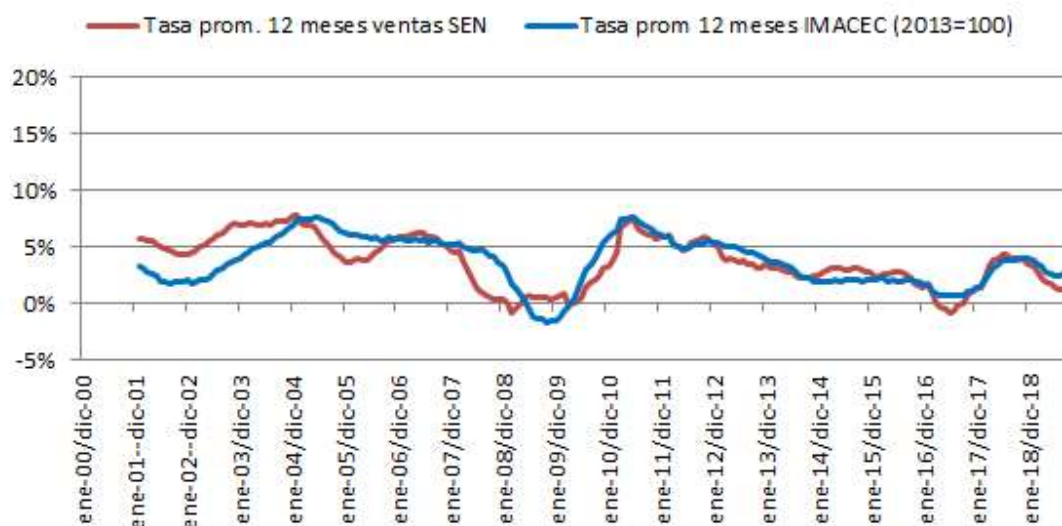


Ilustración 23: Variación del promedio móvil de 12 meses de las ventas de energía e IMACEC