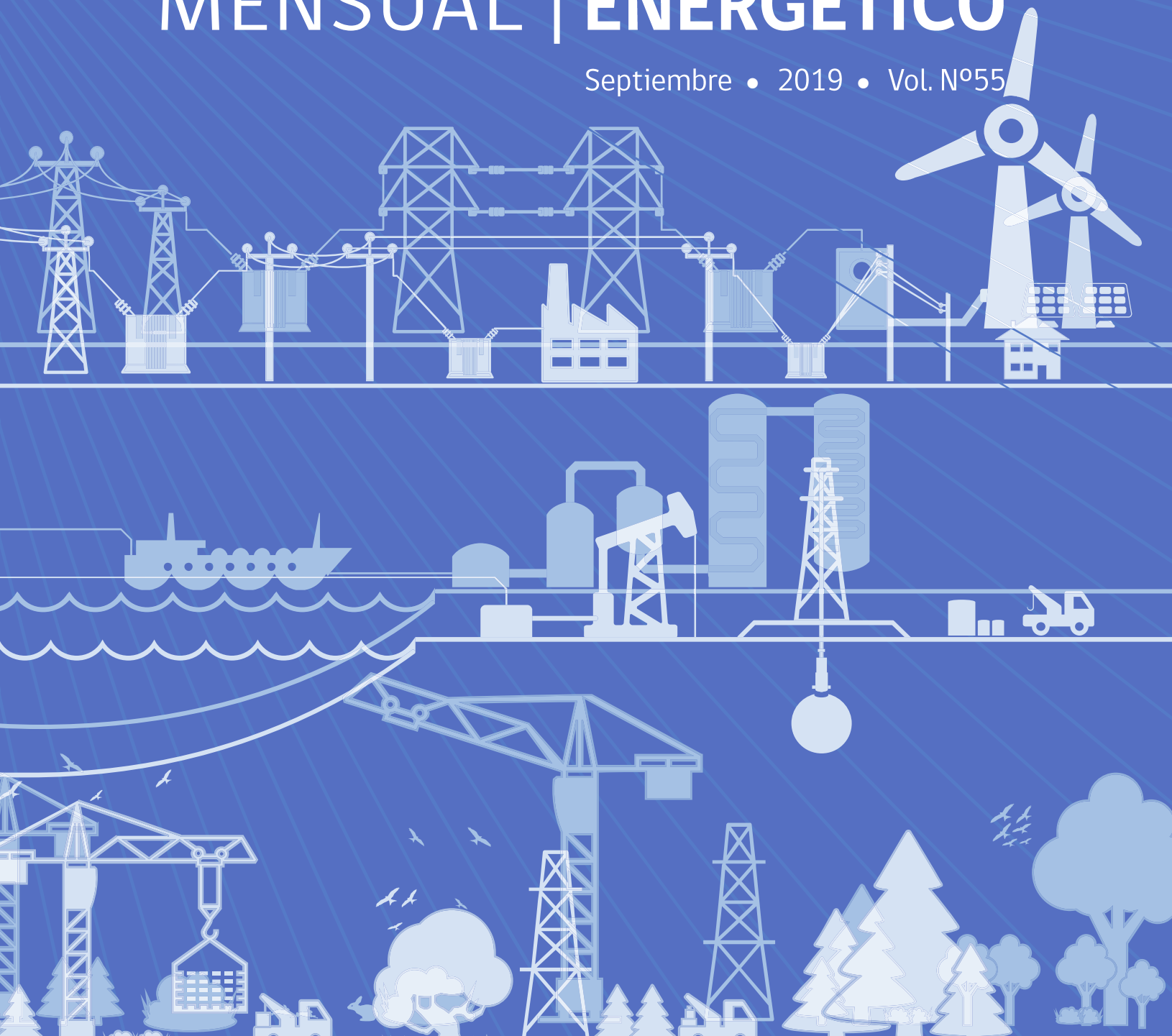


REPORTE MENSUAL | SECTOR ENERGÉTICO

Septiembre • 2019 • Vol. N°55



energía
trujer

CNE | COMISIÓN
NACIONAL
DE ENERGÍA



NOTICIAS DESTACADAS

Durante el último mes, el sector energético estuvo marcado por una serie de hitos que materializaron el trabajo realizado desde la Comisión Nacional de Energía y del Ministerio de Energía. Entre las distintas instancias a destacar se encuentran:

Cámara de Diputados aprobó proyecto de ley que baja rentabilidad de las distribuidoras de electricidad

El 5 de septiembre, la Cámara de Diputados aprobó por amplia mayoría y en general el proyecto de "ley corta de distribución", que rebaja las tasas de rentabilidad y perfecciona el proceso de fijación tarifaria para las compañías que suministran electricidad a los hogares.

"Este proyecto rebaja la rentabilidad de las empresas eléctricas, lo que va a permitir que las familias chilenas tengan acceso a la electricidad a costos más convenientes", dijo el ministro de Energía, Juan Carlos Jobet.

Así también, Jobet destacó el amplio acuerdo concitado en torno a este proyecto de ley, el cual fue aprobado "por una amplia mayoría, tanto en la Comisión de Energía y Minería de la Cámara, como en la Comisión de Hacienda y en la Sala.

Cabe destacar que este proyecto de "ley corta" modifica por primera vez en más de 30 años la rentabilidad de las empresas de distribución eléctrica que suministran la energía a los hogares chilenos.

El cambio propuesto a la Ley General de Servicios Eléctricos consiste en pasar desde el actual 10% antes de impuestos, a una tasa de mercado calculada por la autoridad con un piso de 6% y un techo de 8% después de impuestos, lo que impactará positivamente en el bolsillo de los consumidores.

"El proyecto baja las tasas de retorno pero a un nivel razonable para asegurar que las compañías tengan los incentivos para invertir en el largo plazo pero cobrando lo justo a los usuarios", puntualizó Jobet.

Comisión Nacional de Energía emitió Anexo Técnico de los Sistemas de Medida, Monitoreo y Control

La Comisión Nacional de Energía (CNE) publicó el viernes 23 de agosto el Anexo Técnico de los Sistemas de Medición, Monitoreo y Control (AT SMMC), que establece las exigencias técnicas mínimas que deberán cumplir estos sistemas. Estas exigencias se refieren al desempeño, operación y seguridad de la información de los SMMC. Asimismo, el AT SMMC establece exigencias sobre los estándares de comunicación para asegurar la interoperabilidad, y protección y privacidad de la información de los clientes.

Para la elaboración del AT SMMC, la CNE realizó un extenso trabajo de tres años que consideró la realización de diversos estudios por parte de expertos nacionales e internacionales, con la participación de académicos, expertos técnicos, consumidores, cooperativas, empresas distribuidoras, etc.

El desarrollo del AT SMMC siguió el procedimiento establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos para la elaboración de normas técnicas, llevando a cabo una etapa de consulta pública nacional e internacional durante el año 2019.

Blanca Palumbo y Felipe Cabezas elegidos como nuevos Consejeros del Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional

El Comité Especial de Nominaciones -integrado por el Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía, el Presidente del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, el Presidente del Panel de Expertos y el Director Nacional del Servicio Civil- seleccionó a Blanca Palumbo Ossa y Felipe Cabezas Melo como nuevos Consejeros del Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional hasta octubre de 2024.

Esta designación se produjo luego de la culminación de un proceso público, que se llevó a cabo entre julio y septiembre de este año. Al concurso se presentaron 44 postulantes de connotada experiencia en gerencia y gobiernos corporativos, de distintos sectores económicos.

Blanca Palumbo Ossa es abogada de la Pontificia Universidad Católica de Chile. Durante los últimos 15 años ha integrado autoridades colegiadas como el Panel de Expertos, Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, entre otros organismos.

Felipe Cabezas Melo es Ingeniero Civil Industrial con mención en Electricidad de la Pontificia Universidad Católica de Chile y Magíster en Ciencias de la Ingeniería de esa casa de estudios.

Según la Ley N°20.936, que establece un nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y crea el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, señala que este organismo será dirigido y administrado por un Consejo Directivo, compuesto por cinco consejeros.

De esta forma, el Consejo Directivo del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional quedará conformado por Juan Carlos Olmedo, como presidente; la consejera Blanca Palumbo, y los consejeros Felipe Cabezas, Claudio Espinoza y Jaime Peralta.

Lanzaron Programa Estratégico de Modelamiento Energético Regional

La Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile - junto a las universidades Adolfo Ibáñez, de Antofagasta y de Concepción- lanzó el 29 de agosto el Programa Estratégico de Modelamiento Energético Regional (PEMER).

Este programa surgió desde el Centro de Energía y el Centro de Modelamiento Matemático de esa casa de estudios, buscando facilitar el entendimiento de los sistemas y la evaluación estratégica de nuevas oportunidades y desafíos, como la incorporación de las energías renovables, las innovaciones tecnológicas, adaptación al cambio climático y nuevos modelos de negocios en la operación de corto y largo plazo, bajo un enfoque técnico.

La iniciativa cuenta con el apoyo del Ministerio de Energía, la Comisión Nacional de Energía, el Coordinador Eléctrico Nacional y empresas del sector energía nacionales e internacionales.

RESUMEN

El presente reporte se ha desarrollado durante el mes de Septiembre 2019, con el objetivo de entregar los antecedentes y estadísticas energéticas correspondientes a Agosto 2019.

El contenido del reporte se ha ordenado en cuatro capítulos facilitando su análisis, estos cuatro capítulos entregan información sobre el sector eléctrico, el mercado internacional y nacional de los hidrocarburos, el estado y avance de la aprobación ambiental de proyectos energéticos y, por último, los principales aspectos normativos y regulatorios surgidos en el sector durante el mes.

La publicación contiene información oficial, tanto de fuentes externas como propias de la Comisión Nacional de Energía (CNE).

Para la realización del reporte, se consideró una cotización promedio de 713,7 pesos por USD observado durante el mes

Los proyectos de generación eléctrica que se registraron en etapa de construcción en base a la Resolución Exenta N°490, para el SEN fueron 73, los cuales equivalen a una capacidad de 3.317 MW.

La capacidad instalada registrada al mes de Agosto para el SEN (Sistema Eléctrico Nacional) fue de 23.918 MW. A estos se suman los sistemas eléctricos de Aysén (SEA), Magallanes (SEM). En su conjunto, conforman una capacidad instalada total de 24.089 MW.

Por otra parte, la energía eléctrica generada en el SEN durante el mes de Agosto alcanzó los 6.587 GWh, un -1,8% menor que lo generado en Julio 2019.

La demanda máxima horaria registrada en el SEN fue de 10.328 MW, medida el día 19 de Agosto.

En referencia a las tarifas eléctricas, es importante mencionar que el costo marginal promedio durante el mes de Agosto para la barra Quillota fue de 51,6 USD/MWh, registrando un aumento de 5,4% respecto a Julio 2019. Por su parte la barra Crucero registró un costo marginal promedio de 50,7 USD/MWh, lo que representó un aumento de 8,6% con respecto al mes anterior.

Cabe destacar que el precio medio de mercado registrado el mes de Agosto en el SEN fue de 96,2 USD/MWh.

Respecto al mercado internacional de los combustibles, se destaca el nivel del precio promedio del crudo Brent, el cual alcanzó los 58,8 USD/bbl, registrando un decremento respecto al mes anterior del -7,9%. Por su parte, el crudo WTI alcanzó un precio promedio de 54,8 USD/bbl y registró una disminución del -4,6% con respecto al mes anterior. Para el caso del Henry Hub (índice internacional del precio del gas natural) se observó una variación del -5,2% con respecto a Julio alcanzando un valor promedio de 2,18 USD/MMBtu.

Dentro del precio de las gasolinas, destacamos los correspondientes a la gasolina 93 (sin plomo) y del petróleo diésel. La primera presentó en Agosto un promedio a nivel nacional de 806 \$/litro, mientras que el segundo de 592 \$/litro. Porcentualmente representan una variación de 0,3% y -1,6%; respectivamente, en comparación a Julio 2019.

Los proyectos relacionados al sector energético que durante el mes de Agosto ingresaron al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), suman un total de 8 (4 proyectos de generación eléctrica, 1 proyecto de transmisión eléctrica y 3 proyectos de desarrollo minero de petróleo y gas). Por su parte, el total de proyectos que se encuentran en proceso de evaluación representan una inversión de 485 MMUSD. Además, 10 proyectos obtuvieron la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) favorable durante el mes de Agosto, de los cuales, todos corresponden a generación eléctrica.

Dentro de los aspectos normativos más relevantes del mes de agosto, destaca la publicación de la Resolución Extenta N° 466, de fecha 14 de agosto de 2019, que Rectifica Resolución CNE N° 453 Exenta, de 29 de julio de 2019, que Modifica Resolución CNE N° 406 Exenta, de 31 de julio de 2017, que establece normas para la elaboración del informe de rentabilidad anual por zonas de concesión de las empresas concesionarias de servicio público de distribución de gas de red, a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas. Además, destacamos también, la Resolución Extenta N° 498, de fecha 31 de agosto de 2019, que Modifica Resolución Exenta CNE N° 406, de 31 de julio de 2017, que Establece normas para la elaboración del Informe y comunica nuevos valores del costo de falla de corta y larga duración en el sistema eléctrico nacional y los sistemas medianos.



TABLA DE CONTENIDOS

	Sector Eléctrico	5
	1. Proyectos de Generación Eléctrica en Construcción	5
	2. Capacidad de Generación Eléctrica Instalada	7
	3. Generación Eléctrica	8
	4. Demanda Máxima Horaria	9
	5. Costos Marginales	9
	6. Precio Medio de Mercado	10
	7. Precios Nudo de Corto Plazo	10
	8. Precio Nudo de Sistemas Medianos	11
	9. Evolución Indexadores del Costo Variable de Distribución	13
	10. Estadísticas Hidrológicas	13
	Sector Hidrocarburos	15
	1. Precios Internacionales Mercados de Combustibles	15
	2. Precios Nacionales de Combustibles Líquidos	16
	3. Margen Bruto de Comercialización de Combustibles	17
	4. Precios Nacionales de Gas por Redes Concesionadas	18
	5. Precios Nacionales Gas Licuado de Petróleo Envasado	19
	6. Importaciones y Exportaciones de Combustibles	20
	7. Venta de Combustibles	22
	8. Inventario de Combustibles	22
	Proyectos Energéticos en Evaluación Ambiental	23
	1. Proyectos Ingresados a Evaluación Ambiental	23
	2. Proyectos en Evaluación Ambiental	23
	3. Proyectos con RCA aprobada	24
	Normativas Sectoriales	25
	1. Proyectos de Ley en Trámite	25
	2. Normas Sectoriales Publicadas en el Diario Oficial	25
	3. Normas Sectoriales No Publicadas en el Diario Oficial	25
	4. Dictámenes del Panel de Expertos	26



SECTOR ELÉCTRICO

1 Proyectos de generación eléctrica declarados en construcción

De acuerdo a lo indicado en el artículo 31 del Reglamento para la Fijación de Precios de Nudo (DS86/2015), son consideradas "instalaciones en construcción" aquellas unidades generadoras, líneas de transporte y subestaciones eléctricas para las cuales se tengan los respectivos permisos de construcción de obras civiles, o bien, se haya dado orden de proceder para la fabricación y/o instalación del correspondiente equipamiento eléctrico o electromagnético para la generación, transporte o transformación de electricidad. Para más información sobre proyectos ERNC, consultar el [Reporte Mensual ERNC](#).

De acuerdo a la Resolución Exenta N° 490 que "Actualiza y Comunica Obras en Construcción", en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se puede contabilizar al 20 de agosto un total de **73** proyectos de generación de energía registrados en etapa de construcción. En conjunto alcanzan una capacidad eléctrica de **3.317** MW los cuales tienen fecha estimada de ingreso a operación durante el periodo comprendido entre agosto 2019 y marzo 2024.

Detalle de los proyectos declarados en construcción en el SEN

Categoría	Fecha	Nombre del Proyecto	Región	Tecnología	Capac. [MW]
ERNC	ago-19	Acacia 1	VI	Solar Fotovoltaica	2,8
	ago-19	Caimi	V	Solar Fotovoltaica	0,2
	ago-19	El Maitén	VII	Eólica	9,0
	ago-19	El Manzano	VI	Solar Fotovoltaica	2,3
	ago-19	Kaufmann	RM	Solar Fotovoltaica	1,0
	ago-19	Konda	V	Solar Fotovoltaica	3,0
	ago-19	Las Perdices	VII	Solar Fotovoltaica	3,0
	ago-19	Planta Fotovoltaica La Ligua	V	Solar Fotovoltaica	3,0
	ago-19	San Gabriel	IX	Eólica	183,0
	ago-19	Trichahue	VII	Solar Fotovoltaica	3,0
	ago-19	Tucuquere	V	Solar Fotovoltaica	3,0
	ago-19	Villa Cruz	VII	Solar Fotovoltaica	3,0
	sep-19	Aumento de capacidad de cogeneración planta Mapocho - Trebal	RM	Biomasa	4,5
	sep-19	Cerro Dominador CSP	II	Concentración Solar de Potencia	110,0
	sep-19	Jaururo solar	V	Solar Fotovoltaica	3,0
	sep-19	Lo Miranda	VI	Solar Fotovoltaica	6,0
	sep-19	Pilpilén	VI	Solar Fotovoltaica	2,7
	sep-19	Planta Fotovoltaica Eclipse	RM	Solar Fotovoltaica	9,0
	sep-19	Proyecto Citrino	RM	Solar Fotovoltaica	2,8
	sep-19	Proyecto Fotovoltaico Villa Seca	VII	Solar Fotovoltaica	3,0
	sep-19	PV UTFSM Vitacura	RM	Solar Fotovoltaica	0,1
	sep-19	Rinconada	VI	Solar Fotovoltaica	8,0
	sep-19	San Isidro	VI	Solar Fotovoltaica	3,0
	oct-19	Almeyda	III	Solar Fotovoltaica	52,0
	oct-19	Don Mariano	VI	Solar Fotovoltaica	2,8
	oct-19	Granja Solar	I	Solar Fotovoltaica	105,0
	oct-19	Las Chacras	VI	Solar Fotovoltaica	3,0
	oct-19	Las Mercedes I	VI	Solar Fotovoltaica	3,0
	oct-19	Paraguay	VII	Solar Fotovoltaica	9,0
	oct-19	PMGD La Estancia	RM	Solar Fotovoltaica	3,0
	nov-19	Ampliación Quilapilún	RM	Solar Fotovoltaica	7,1

Fuente: CNE



Detalle de los proyectos declarados en construcción en el SEN

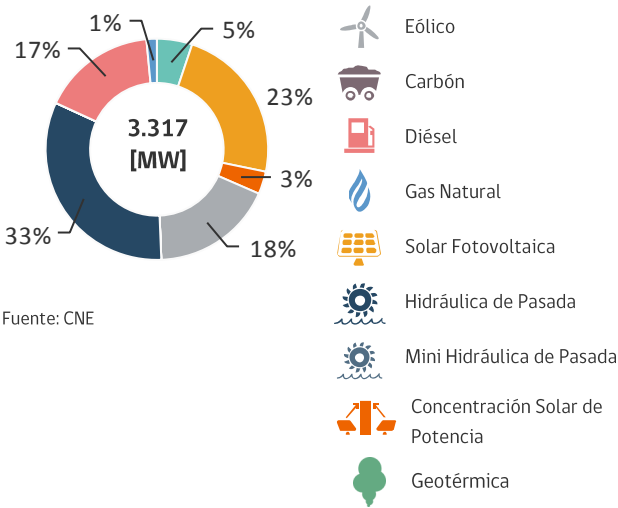
Categoría	Fecha	Nombre del Proyecto	Región	Tecnología	Capac. [MW]
ERNC	nov-19	El Litre Solar II	RM	Solar Fotovoltaica	9,0
	nov-19	La Flor	VII -IX	Eólica	32,4
	nov-19	Los Perales I Etapa II	V	Solar Fotovoltaica	1,0
	nov-19	PMGD Rauquén	VII	Solar Fotovoltaica	9,0
	nov-19	PV UTFSM Viña del Mar	V	Solar Fotovoltaica	0,5
	dic-19	Darlin Solar	RM	Solar Fotovoltaica	9,0
	ene-20	Candelaria Solar	VI	Solar Fotovoltaica	3,0
	ene-20	Pepa Solar I	RM	Solar Fotovoltaica	9,0
	ene-20	PV UTFSM Valparaíso Valdés	V	Solar Fotovoltaica	0,2
	feb-20	Andes Solar IIA	II	Solar Fotovoltaica	80,0
	feb-20	USYA	II	Solar Fotovoltaica	52,4
	abr-20	Atacama Solar II	I	Solar Fotovoltaica	150,0
	jun-20	Tolpán Sur	IX	Eólica	84,0
	jul-20	Cabo Leones II	III	Eólica	204,0
	sep-20	PSF El Salitral	IV	Solar Fotovoltaica	3,0
	oct-20	Santa Isabel Etapa I	II	Solar Fotovoltaica	158,8
	dic-20	MAPA	VII	Biomasa	166,0
	ene-21	Cabo Leones III Fase 1	III	Eólica	78,1
	oct-21	Cardones	III	Solar Fotovoltaica	35,0
Hidroeléctrica Convencional	ago-19	MCHP Cipresillos	VI	Hidráulica de Pasada	9,0
	dic-19	Digua	VII	Hidráulica de Pasada	20,0
	dic-19	El Pinar	XVI	Hidráulica de Pasada	11,4
	ene-20	Ampliación Central Alfalfal	RM	Hidráulica de Pasada	10,0
	may-20	Hidromocho	XIV	Hidráulica de Pasada	15,0
	dic-20	Alfalfal II	RM	Hidráulica de Pasada	264,0
	dic-20	Las Lajas	RM	Hidráulica de Pasada	267,0
	dic-20	Los Cóndores	VII	Hidráulica de Pasada	150,0
	dic-20	Trupán	VII	Hidráulica de Pasada	20,0
	ene-21	Las Nieves	IX	Hidráulica de Pasada	6,5
	jul-22	Ñuble	XVI	Hidráulica de Pasada	136,0
	mar-24	San Pedro	XIV	Hidráulica de Pasada	170,0
Termoeléctrica	ago-19	Central de Respaldo Ciruelillo	X	Petróleo Diésel	3,0
	ago-19	Rio Azul	X	Petróleo Diésel	3,0
	sep-19	TenoGas50	VII	GNL	50,0
	oct-19	Pajonales	III	Petróleo Diésel	100,0
	oct-19	Prime Los Cóndores	IV	Petróleo Diésel	100,0
	nov-19	PMGD Alerce	X	Petróleo Diésel	3,0
	dic-19	Combarbalá	IV	Petróleo Diésel	75,0
	feb-20	San Javier etapa I	VII	Petróleo Diésel	25,0
	abr-20	Llanos Blancos	IV	Petróleo Diésel	150,0
	abr-20	San Javier etapa II	VII	Petróleo Diésel	25,0
	may-20	Central de Respaldo Maitencillo	III	Petróleo Diésel	66,9

Fuente: CNE

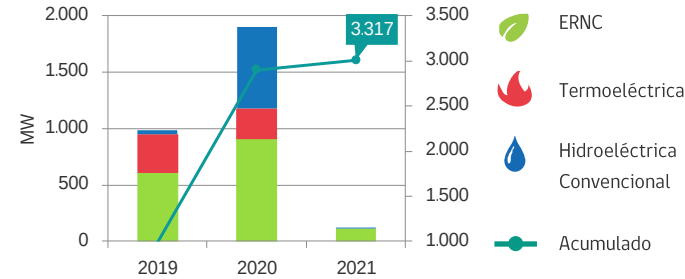


Detalle de los proyectos declarados en construcción en el SEN

Total por tecnología



Proyección según la fecha de Inicio de operación

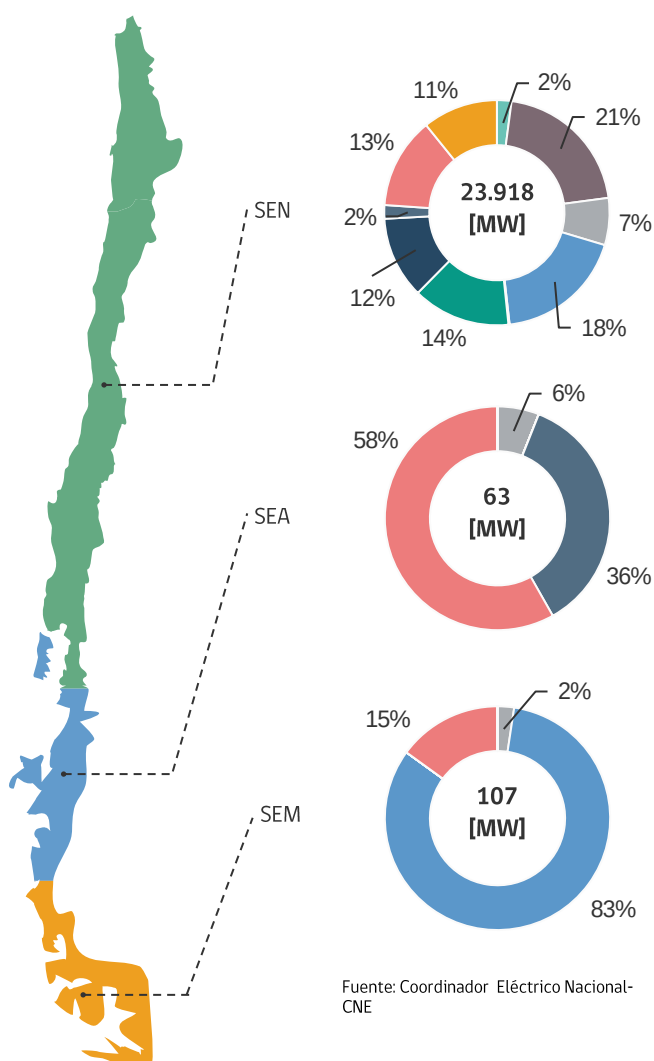




2 Capacidad instalada neta de generación eléctrica

La capacidad instalada neta de generación eléctrica al mes asciende a (*)**24.089 MW**. De éstos, 23.918 MW corresponden al SEN. El restante 0,7% se reparte entre el Sistema Eléctrico de Aysén (SEA) y Magallanes (SEM). El total nacional de capacidad instalada al mes está categorizada en un 52,6% termoelectricidad, 25,6% hidroelectricidad convencional y un 21,8% ERNC. Para más información sobre proyectos ERNC, consultar el [Reporte Mensual ERNC](#).

Capacidad instalada neta por tecnología



Capacidad instalada neta por sistema

Sistema	Capacidad [MW]	Capacidad [%]
SEN	23.918	99,3%
SEA	63,16	0,3%
SEM	107,39	0,4%
Total	24.089	100%

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional y CNE



Centrales en prueba

Además de la capacidad neta total instalada, existe un total de 34 centrales de generación eléctrica sincronizadas con sus sistemas eléctricos correspondientes pero que aún no han sido entregadas al despacho del Coordinador Eléctrico Nacional (centrales "en prueba"). La totalidad de estas centrales se encuentran en el SEN alcanzando una capacidad total de 468,4 MW.

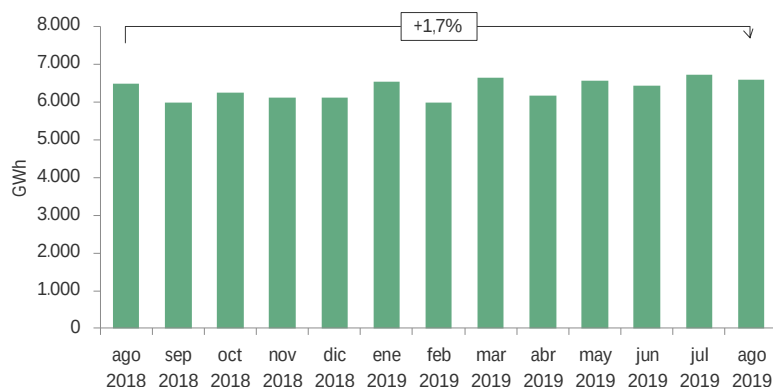
*El total de la capacidad instalada neta no considera los sistemas de "Los Lagos" (7 MW) e "Isla de Pascua" (4 MW). Tampoco la central de Gas Natural ubicada en Salta (Argentina); interconectada al SING (380 MW)



3 Generación Eléctrica

La generación de electricidad durante el mes de Agosto 2019 en el SEN alcanzó un total de 6.587 GWh, los cuales se categorizan en un 53% termoeléctricas, 27% hidroeléctricas convencionales y un 20% en ERNC. Lo que representó una variación de -1,8% respecto al mes anterior y de 1,7% respecto de Agosto 2018.

Evolución de la Generación Bruta de Energía Eléctrica SEN



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

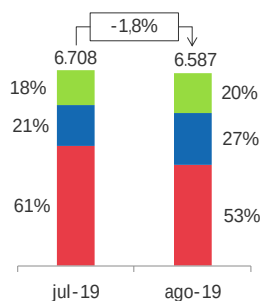
Variación Generación por Sistema

Generación Bruta [GWh]		Mensual	Anual
SEN	6.587	-1,8%	1,7%

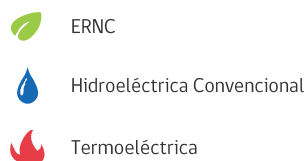
Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

A continuación se presenta el detalle de la generación eléctrica por tecnología en el SIC y SING.

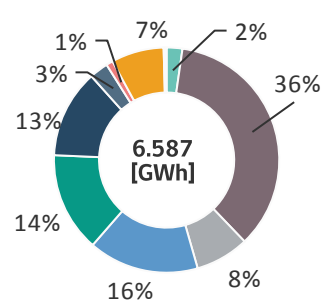
Variación Mensual en Generación SEN



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional



Generación SEN por Fuente



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

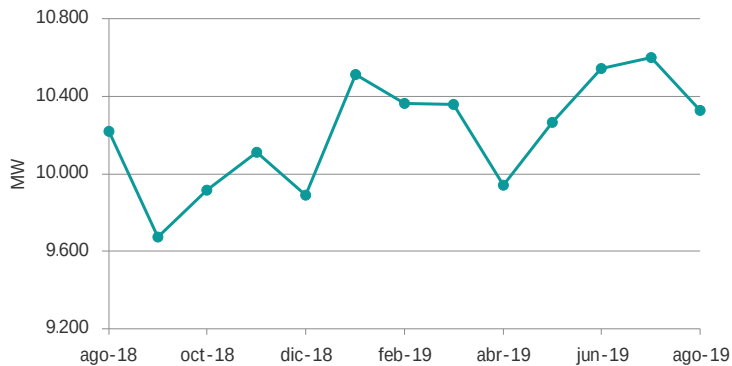




4 Demanda máxima horaria

En el mes de Agosto de 2019, la demanda máxima horaria en el SEN se registró el día 19 de Agosto, alcanzando los 10.328 MW, siendo un -2,5% menor que la registrada en el mes anterior y un 6,8% mayor que el registrado en el mismo mes del año anterior.

Evolución Demanda Máxima horaria SEN



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

Variación por Sistema Demanda Máxima horaria

Sistema	[MW]	Mensual	Anual
SEN	10.328	-2,5%	6,8%

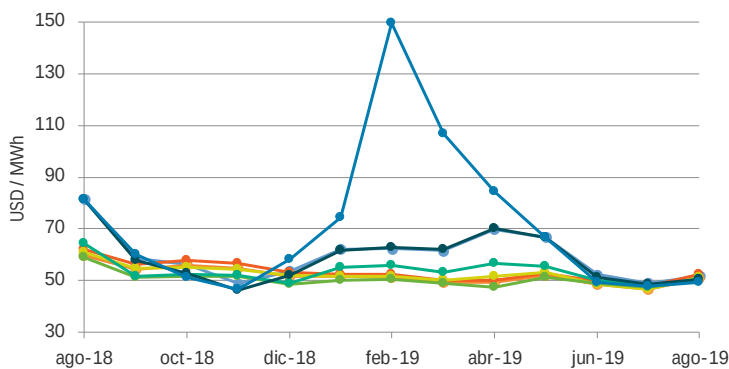
Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

5 Costos Marginales

El costo marginal de energía corresponde al costo en que se incurre para suministrar una unidad adicional de producto para un nivel dado de producción. Alternativamente, dado un nivel de producción, es el costo que se evita al dejar de producir la última unidad en la barra correspondiente, considerando para su cálculo la operación determinada por el Coordinador Eléctrico Nacional y las instrucciones emitidas por el Centro de Despacho y Control a cada unidad generadora del sistema eléctrico nacional en cumplimiento de la normativa vigente. Su unidad de cálculo es en dólares por MegaWatt por hora (USD/MWh)¹.

A continuación, se muestra los valores promedios mensuales calculados a partir de los costos marginales horarios de las principales barras de Sistema Eléctrico Nacional.

Evolución Costos Marginales



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

Variación Costos Marginales

Barra	[USD/MWh]	Mensual	Anual
Quillota	51,6	5,4%	-36,8%
Crucero	50,7	8,6%	-15,1%
Tarapacá	52,1	9,6%	-15,7%
Atacama	51,1	9,9%	-16,2%
Cardones	49,9	5,6%	-15,3%
Pán de Azúcar	50,2	5,0%	-21,8%
Charrúa	50,2	3,8%	-38,1%
P. Montt	49,3	3,6%	-39,3%

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

¹ Definición extraída de la página del Coordinador Eléctrico Nacional.

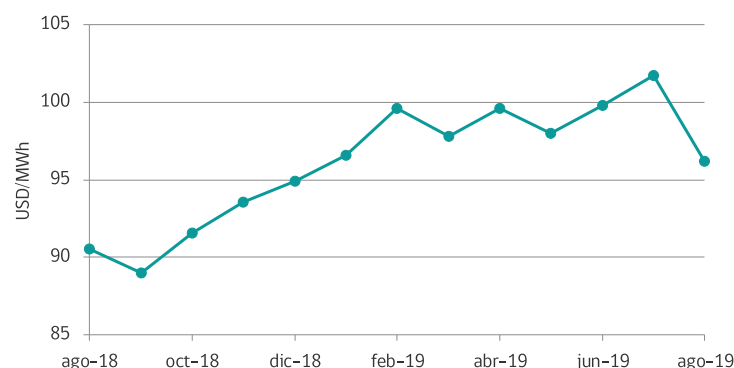


6 Precio Medio de Mercado

El Precio Medio de Mercado (PMM) se determina considerando los precios medios de los contratos de clientes libres y suministro de largo plazo de las empresas distribuidoras, informados a la Comisión Nacional de Energía, por las empresas generadoras del Sistema Eléctrico Nacional. Se calcula considerando una ventana de cuatro meses, que finaliza el tercer mes anterior a la fecha de publicación del PMM.

El PMM registrado en Agosto para el SEN, promedió los 96,2 USD/MWh, siendo un -5,4% menor que el registrado en el mes anterior y un 6,3% mayor, que el mismo mes del año anterior.

Evolución Precios Medios de Mercado SEN



Fuente: CNE

Variación por Sistema Precios Medios de Mercado

Sistema	[USD/MWh]*	Mensual	Anual
● SEN	96,2	▼ -5,4%	▲ 6,3%

Fuente: CNE

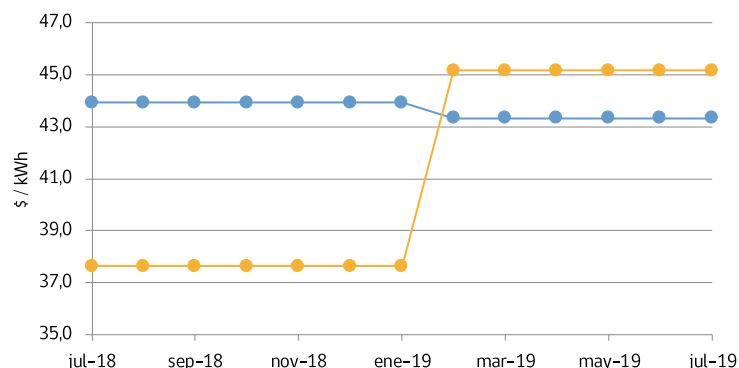
7 Precios Nudo de Corto Plazo

Los precios de nudo de corto plazo se fijan semestralmente, en los meses de abril y octubre de cada año. Estos precios pueden ser indexados mensualmente, de acuerdo a las condiciones establecidas en el decreto semestral que fija precios de nudo para suministros de electricidad. Su determinación es efectuada por la Comisión Nacional de Energía (CNE), quien a través de un Informe Técnico comunica sus resultados al Ministerio de Energía, el cual procede a su fijación, mediante un Decreto publicado en el Diario Oficial.

Precio Nudo de Energía

El precio nudo de la energía es el promedio en el tiempo de los costos marginales de energía del sistema eléctrico operando a mínimo costo actualizado de operación y de racionamiento. El Precio nudo de energía vigente para julio en el SEN-SIC, fue 43,3\$/kWh, siendo igual al mes anterior. En el mes de julio el precio nudo de energía del SEN-SING fue de 45,2 \$/kWh, sin variación respecto del mes anterior.

Evolución Precios Nudos de Energía



Fuente: CNE

Variación por Sistema Precios Nudos de Energía

PNE	\$/kWh	Mensual	Anual
● Alto Jahuel	43,3	0,0%	▼ -1,4%
● Crucero	45,2	0,0%	▲ 20,1%

Fuente: CNE

* Valores monetarios en pesos reales indexados por UF.

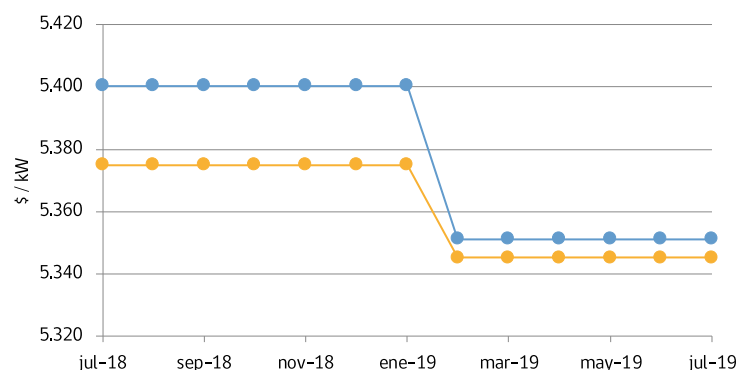
*Último decreto aprobado corresponde al Decreto N°5T de Enero 2018.



Precio Nudo de Potencia

El precio nudo de potencia es el costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada del sistema eléctrico considerando las unidades generadoras más económicas, determinadas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico, incrementado en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico del sistema eléctrico. El Precio nudo de potencia vigente para julio en el SEN-SIC, fue 5.351\$/kW, siendo igual al mes anterior. En el caso del SEN-SING fue de 5.345\$/kW, sin variación respecto del mes anterior.

Evolución Precio Nudo de Potencia



Fuente: CNE

Variación Precio Nudo de Potencia

	PNP	\$/kW	Mensual	Anual
● Maitencillo	5.351		0,0%	-0,9%
● PNP SING	5.345		0,0%	-0,6%

Fuente: CNE

8 Precios Nudo Sistemas Medianos

A continuación se presentan los Precios de Nudo de Energía y Potencia de los Sistemas Medianos para el mes de julio de 2019, que se aplican a los suministros de energía abastecidos en las barras de retiro que se indican en las tablas siguientes.

Variación Precios Nudos de Energía Sistemas Medianos

Barra	[USD/MWh]	Indexación	Anual
Pta Arenas	68	0,0%	3,9%
Tres Puentes	68	0,0%	3,9%
Pto Natales	99	0,0%	4,9%
Porvenir	92	0,0%	4,5%
Pto Williams	326	0,0%	10,1%
Aysén 23	96	0,0%	7,5%
Chacab23	96	0,0%	7,5%
Mañi23	96	0,0%	7,5%
Ñire33	96	0,0%	7,5%
Tehuel23	96	0,0%	7,5%
Palena	91	0,0%	6,2%
G.Carrera	126	0,0%	7,8%
Cochamó	201	0,0%	7,4%
Hornopirén	176	0,0%	6,1%

Fuente: CNE

Variación Precios Nudos de Potencia Sistemas Medianos

Barra	[USD/MW-mes]	Indexación	Anual
Pta Arenas	15.939	0,0%	12,3%
Tres Puentes	15.939	0,0%	12,3%
Pto Natales	9.182	0,0%	22,9%
Porvenir	11.563	0,0%	7,5%
Pto Williams	21.952	0,0%	5,8%
Aysén 23	12.077	0,0%	9,4%
Chacab23	12.077	0,0%	9,4%
Mañi23	12.077	0,0%	9,4%
Ñire33	12.077	0,0%	9,4%
Tehuel23	12.077	0,0%	9,4%
Palena	17.080	0,0%	8,2%
G.Carrera	23.328	0,0%	6,0%
Cochamó	23.002	0,0%	5,9%
Hornopirén	14.610	0,0%	9,0%

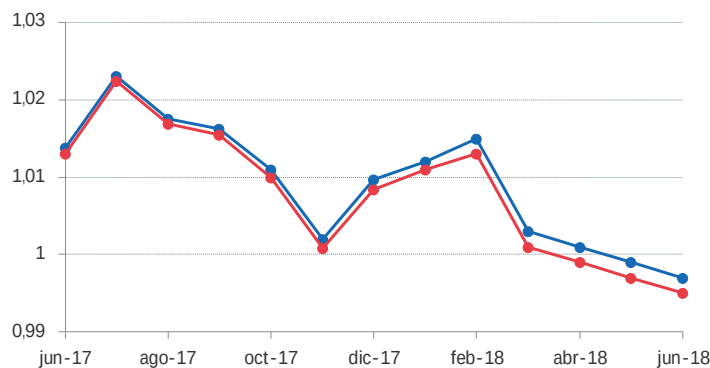
Fuente: CNE



9 Evolución Indexadores del Costo Variable de Distribución

El Valor Agregado de Distribución (VAD) es fijado cada cuatro años por el Ministerio de Energía, previo informe técnico de la CNE, y corresponde al costo medio de inversión, administración, mantención y funcionamiento de las redes de distribución eléctrica calculados sobre la base de una empresa modelo eficiente operando en el país. El VAD tiene una componente fija y una componente variable, ambas establecidas en el artículo 182 de la "Ley General de Servicios Eléctricos" (LGSE). En las Tarifas Eléctricas Reguladas a nivel de Distribución, la indexación de los Costos de Distribución en Alta Tensión (CDBT) y los Costos de Distribución en Baja Tensión (CDBT) se realiza mensualmente y considera la variación de los siguientes indicadores: Índice de Precios al Consumidor (IPC), Dólar, Índice de Precio del Aluminio (IPAL), Índice de Precio del Cobre (IPCu), Índice de Precios al Productor de Industrias (IPP) y Producer Price Index (PPI). Más información en [Decreto N°1T/2012 Proceso de Fijación de Tarifas de Distribución 2012-2016](#).

Evolución Indexadores



Fuente: CNE

Variación Indexadores

Sistema	Indexador	Mensual	Anual
CDAT	0,997	▼ -0,2%	▼ -1,7%
CDBT	0,995	▼ -0,2%	▼ -1,8%

Fuente: CNE

Nota: Información validada hasta junio 2018.

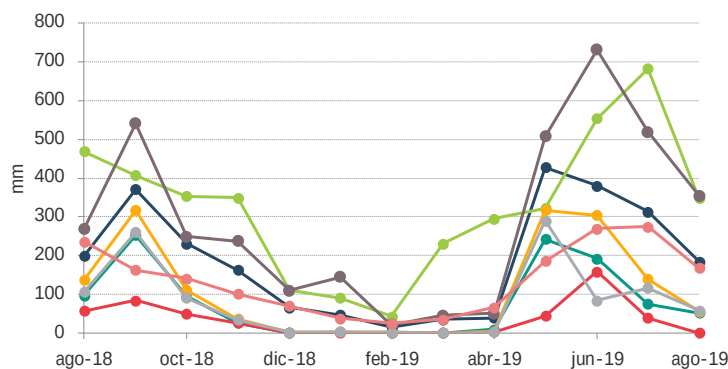
10 Estadísticas Hidrológicas

La característica hidrotérmica del Sistema Eléctrico Nacional, en el cual coexisten grandes centrales de embalse con capacidad de regulación entre períodos de tiempo y centrales térmicas (entre otras tecnologías), genera la necesidad de optimizar la utilización del agua embalsada con el objetivo de minimizar el costo total de abastecimiento del sistema. Por esta razón, se entrega a continuación un seguimiento y registro de las variables relevantes asociadas a la hidrología, como es el caso de las precipitaciones, y el estado operacional de la infraestructura relacionada a las centrales hidráulicas en relación a las cotas de los embalses y los volúmenes respectivos.

Estadísticas Pluviométrica

De acuerdo a la estadística de precipitaciones que publica el CEN, actualizada a Agosto de 2019, se muestran a continuación las precipitaciones mensuales en los principales puntos de medición.

Evolución Precipitaciones Anuales



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

Variación Precipitaciones Anuales

Embalse	[mm]	Mensual	Anual
Abanico	185	▼ -41%	▼ -7%
Canutillar	349	▼ -49%	▼ -26%
Cipreses	51	▼ -32%	▼ -47%
Colbún	55	▼ -60%	▼ -60%
Otros (*)	0	▼ -100%	▼ -100%
Pangue	354	▼ -32%	▲ 32%
Pehuenche	58	▼ -50%	▼ -45%
Pilmaiquén	167	▼ -39%	▼ -29%
Total	1.218	▼ -44%	▼ -89%

(*) Su peso relativo, en una cuenta tipo BT1a con un consumo mensual de 150kWh es de 26,97% en el SIC y de 22,95% en el SING.

(**) Otros: Sauzal, Cipreses, Molles, Rapel.

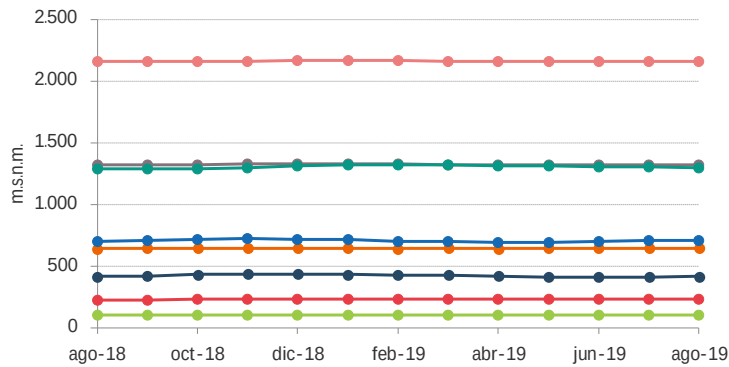
n/d : No disponible.



Cotas Embalses, Lagos y Lagunas

De acuerdo a la información enviada por el CEN, se presenta para el mes de Agosto de 2019 las cotas finales para los siguientes embalses, lagos y lagunas son:

Evolución Cota de Embalses



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

Variación Cota de Embalses

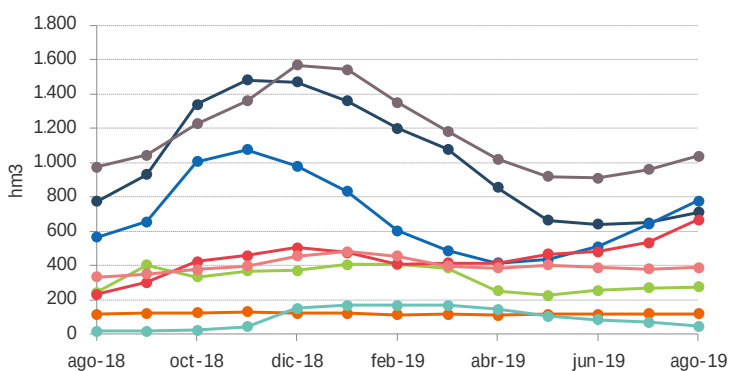
Embalse	[m.s.n.m.]	Mensual	Anual
Embalse Colbún	414	▲ 0,6%	▼ -0,6%
Embalse El Melado	644	■ 0,0%	▲ 0,2%
Embalse Ralco	711	▲ 0,9%	▲ 1,4%
Embalse Rapel	102	▲ 0,1%	▲ 0,6%
Lago Chapo	235	▲ 1,2%	▲ 4,2%
Lago Laja	1.320	▲ 0,1%	▲ 0,1%
Laguna El Maule	2.161	■ 0,0%	▲ 0,1%
Laguna La Invernada	1.296	▼ -0,4%	▲ 0,6%

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

Volumen Embalses, Lagos y Lagunas

En virtud de las cotas informadas por el CEN se han determinado los volúmenes de agua almacenados por los embalses, lagos y lagunas relevantes, considerando las características propias de cada uno de ellos al mes de Agosto 2019.

Evolución Volumen de Embalses



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

Variación Volumen de Embalses

Embalse	[hm3]	Mensual	Anual
Embalse Colbún	711	▲ 9,6%	▼ -8,1%
Embalse El Melado	118	▲ 0,7%	▲ 3,3%
Embalse Ralco	776	▲ 21,1%	▲ 37,1%
Embalse Rapel	276	▲ 2,2%	▲ 13,6%
Lago Chapo	666	▲ 24,8%	▲ >100%
Lago Laja	1.038	▲ 8,2%	▲ 6,6%
Laguna El Maule	387	▲ 1,9%	▲ 15,7%
Laguna La Invernada	45	▼ -34,0%	▲ >100%

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

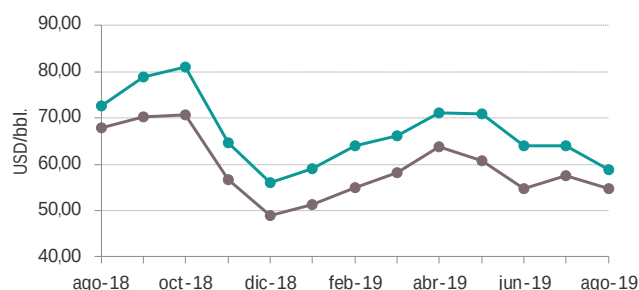


SECTOR HIDROCARBUROS

1 Precios Internacionales Mercados de Combustibles

A continuación se detalla la evolución de indicadores de los precios durante el año móvil del petróleo *West Texas Intermediate* (WTI), petróleo de referencia para el mercado de Estados Unidos, junto al petróleo *Brent*, el cual marca el precio de referencia en los mercados europeos. Durante el mes de Agosto 2019 el precio del petróleo WTI promedió los 54,8 USD/bbl, lo que representó una bajada del -4,6% respecto al mes anterior y una caída del -19,3% respecto Agosto 2018. Por su parte, el precio promedio para el petróleo *Brent* fue de 58,8 USD/bbl, lo que representa una variación del -7,9% respecto al mes anterior y del -19,0% respecto a Agosto 2018.

Evolución Petróleo BRENT y WTI



Fuente: CNE, a partir de datos Argus Media Inc.

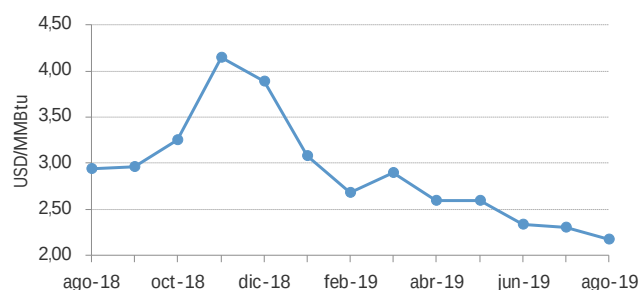
Variación Petróleo Crudo (USD / bbl.)

Índice	USD/bbl.	Mensual	Anual
BRENT DTD	58,8	-7,9%	-19,0%
WTI	54,8	-4,6%	-19,3%

Fuente: Elaboración propia, a partir de datos Argus Media Inc.

A continuación se detalla la evolución del precio en el marcador Henry Hub (en Louisiana), el cual sirve de referencia para la importación de Gas Natural Licuado (GNL) a Chile. Durante el mes de Agosto de 2019, el valor del Henry Hub promedió los 2,18 USD/MMBtu, lo que representa una variación del -5,2% respecto al mes anterior y -25,8% respecto de Agosto 2018.

Evolución Gas Natural (Henry Hub)



Fuente: CNE, a partir de datos "DAILY GAS PRICE INDEX" Por NGI INTELLIGENCE

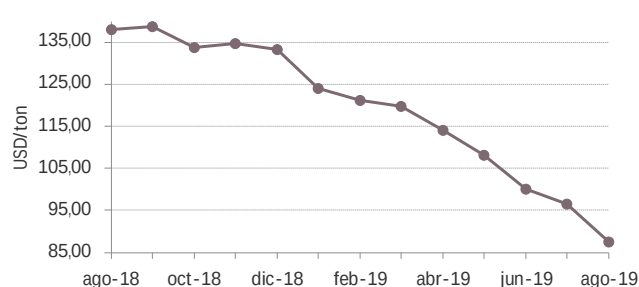
Variación Gas Natural (Henry Hub)

Índice	USD/MMBtu	Mensual	Anual
HENRY HUB SPOT	2,18	-5,2%	-25,8%

Fuente: Elaboración propia a partir "DAILY GAS PRICE INDEX" Por NGI INTELLIGENCE

A continuación se detalla la evolución de precio del carbón mineral térmico EQ 7000 kCal/kg, el cual durante el mes de Agosto promedió un precio de 87,5 USD/ton, lo que representa un decremento del -9,32% respecto al mes anterior y del -36,7% respecto al mes de Agosto 2018.

Evolución Carbón Térmico EQ 7000 kCal/kg



Fuente: CNE, a partir de datos Platts Coal Trader International

Variación Carbón Térmico EQ 7000 kCal/kg

Índice	USD/ton	Mensual	Anual
CARBON TERMICO EQ. 7.000 kCal/kg	87,5	-9,32%	-36,7%

Fuente: Elaboración propia, a partir de datos Argus Media Inc.



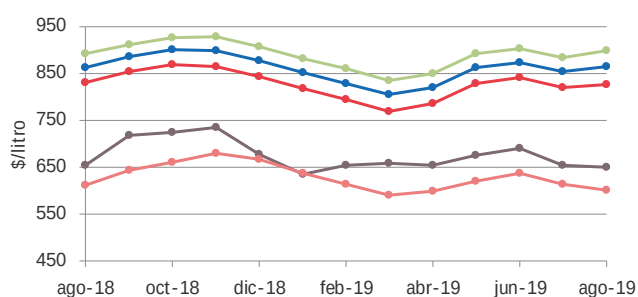
2 Precios Nacionales de Combustibles Líquidos

A continuación se presenta la evolución de los diferentes tipos de combustibles líquidos derivados del petróleo que se expenden o comercializan en las estaciones de servicio (gasolina sin plomo 93, 95, 97 octanos, diésel, kerosene doméstico y petróleo diésel), durante el último año móvil, junto con el precio promedio del mes anterior para las ciudades de Antofagasta, Valparaíso, Metropolitana, Concepción y Puerto Montt.

La información presentada es desarrollada por la Comisión Nacional de Energía, que en el marco de sus funciones y atribuciones legales, desarrolló el Sistema de Información en Línea de Precios de Combustibles en Estaciones de Servicio.

www.bencinaenlinea.cl

Antofagasta Evolución Precios de Combustibles Líquidos



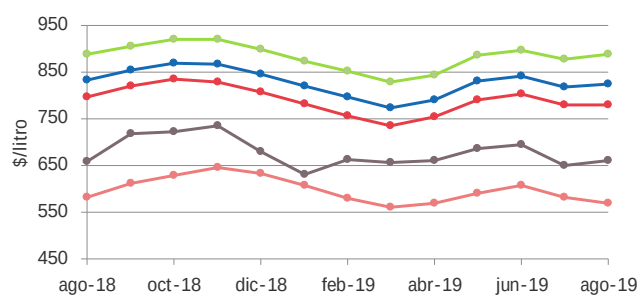
Fuente: CNE—Sistema de Información en línea de precios de combustibles en estaciones de servicio.

Variación Precios de Combustibles Líquidos

Combustible	\$/litro	Mensual	Anual
Gasolina 93 SP	826	▲ 0,7%	▼ -0,6%
Gasolina 95 SP	865	▲ 1,2%	▲ 0,1%
Gasolina 97 SP	900	▲ 1,6%	▲ 0,8%
Kerosene	651	▼ -0,5%	▼ -0,8%
Petróleo Diesel	601	▼ -2,1%	▼ -1,9%

Fuente: CNE—Sistema de Información en línea de precios de combustibles en estaciones de servicio.

Valparaíso

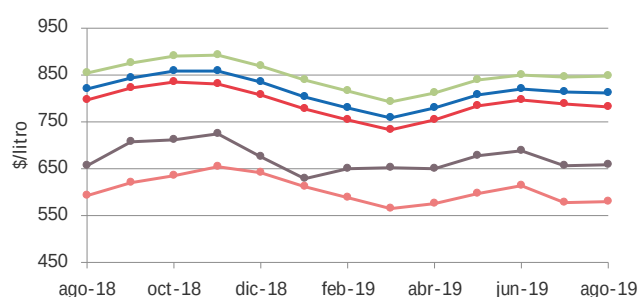


Fuente: CNE—Sistema de Información en línea de precios de combustibles en estaciones de servicio.

Combustible	\$/litro	Mensual	Anual
Gasolina 93 SP	781	▲ 0,1%	▼ -2,0%
Gasolina 95 SP	824	▲ 0,6%	▼ -1,1%
Gasolina 97 SP	889	▲ 1,2%	▲ 0,0%
Kerosene	660	▲ 1,4%	▲ 0,2%
Petróleo Diesel	569	▼ -2,0%	▼ -2,2%

Fuente: CNE—Sistema de Información en línea de precios de combustibles en estaciones de servicio.

Metropolitana



Fuente: CNE—Sistema de Información en línea de precios de combustibles en estaciones de servicio.

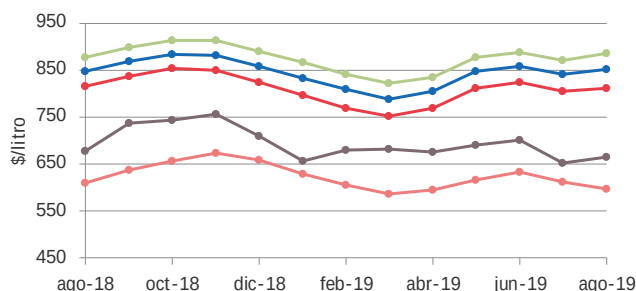
Combustible	\$/litro	Mensual	Anual
Gasolina 93 SP	782	▼ -0,8%	▼ -1,7%
Gasolina 95 SP	812	▼ -0,3%	▼ -1,0%
Gasolina 97 SP	847	▲ 0,2%	▼ -0,7%
Kerosene	657	▲ 0,2%	▲ 0,2%
Petróleo Diesel	579	▲ 0,5%	▼ -2,1%

Fuente: CNE—Sistema de Información en línea de precios de combustibles en estaciones de servicio.



Evolución Precios de Combustibles Líquidos

Concepción



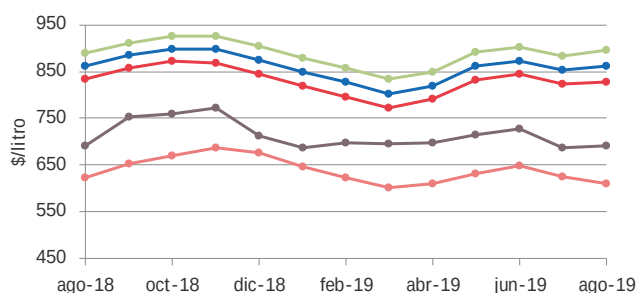
Fuente: CNE—Sistema de Información en línea de precios de combustibles en estaciones de servicio.

Variación Precios de Combustibles Líquidos

Combustible	\$/litro	Mensual	Anual
Gasolina 93 SP	812	▲ 0,9%	▼ -0,4%
Gasolina 95 SP	851	▲ 1,3%	▲ 0,4%
Gasolina 97 SP	885	▲ 1,6%	▲ 0,8%
Kerosene	665	▲ 2,0%	▼ -1,9%
Petróleo Diesel	598	▼ -2,1%	▼ -1,8%

Fuente: CNE—Sistema de Información en línea de precios de combustibles en estaciones de servicio.

Puerto Montt



Fuente: CNE—Sistema de Información en línea de precios de combustibles en estaciones de servicio.

Combustible	\$/litro	Mensual	Anual
Gasolina 93 SP	829	▲ 0,7%	▼ -0,6%
Gasolina 95 SP	863	▲ 1,2%	▲ 0,1%
Gasolina 97 SP	897	▲ 1,6%	▲ 0,7%
Kerosene	690	▲ 0,3%	▼ -0,1%
Petróleo Diesel	611	▼ -2,1%	▼ -1,8%

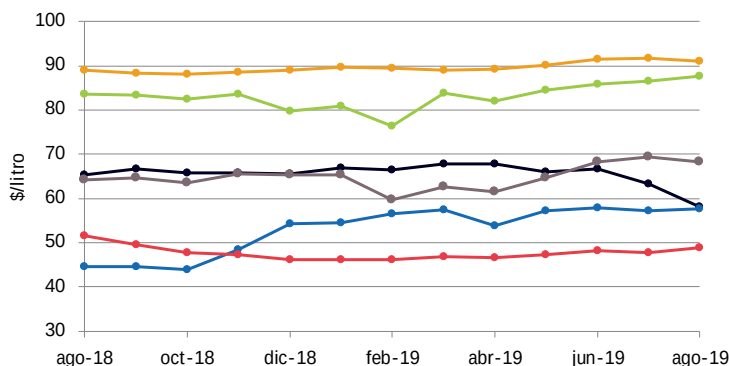
Fuente: CNE—Sistema de Información en línea de precios de combustibles en estaciones de servicio.

3 Margen Bruto de Comercialización de Combustibles

La estructura del precio de venta al público de los combustibles se compone de: el precio de venta en refinería, el margen de comercialización y los impuestos (IVA y específico). A continuación se presenta la evolución del margen de comercialización para la gasolina 93 y diésel en las regiones V, VI, VII, VIII, XII y Metropolitana.

Gasolina 93

Evolución Margen Bruto de Comercialización



Fuente: CNE

Variación Margen Bruto de Comercialización

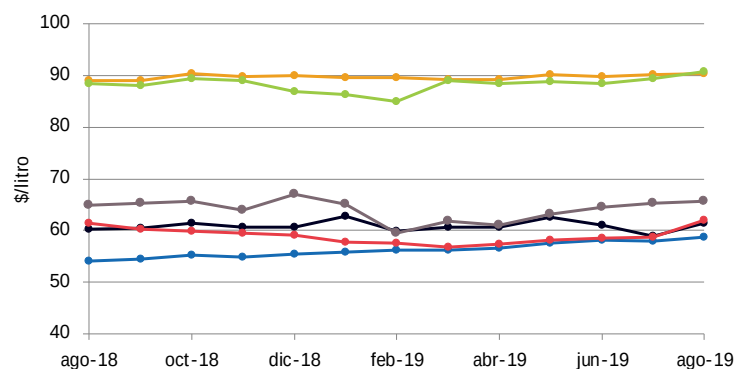
Gasolina 93	\$/litro	Mensual	Anual
V Región	58	▼ -8,3%	▼ -11,3%
VI Región	91	▼ -0,8%	▲ 2,1%
VII Región	58	▲ 1,0%	▲ 29,3%
VIII Región	88	▲ 1,4%	▲ 5,0%
Metropolitana	49	▲ 2,5%	▼ -5,0%
XII Región	68	▼ -1,5%	▲ 6,4%

Fuente: CNE



Diésel

Evolución Margen Bruto de Comercialización



Fuente: CNE

Variación Margen Bruto de Comercialización

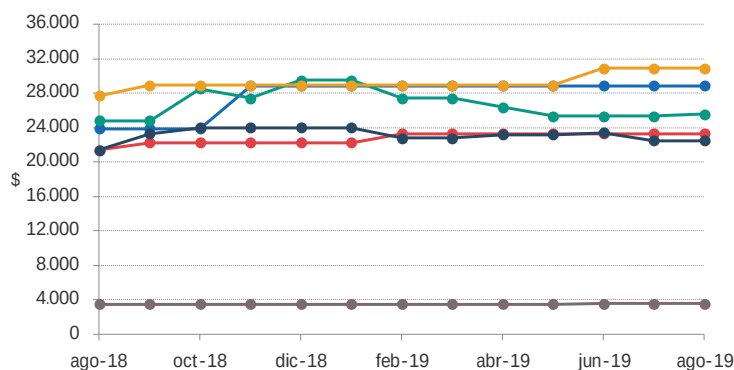
Petróleo Diesel	\$/litro	Mensual	Anual
V Región	61	▲ 4,1%	▲ 1,9%
VI Región	90	▲ 0,3%	▲ 1,5%
VII Región	59	▲ 1,6%	▲ 8,7%
VIII Región	91	▲ 1,4%	▲ 2,4%
Metropolitana	62	▲ 5,9%	▲ 1,2%
XII Región	66	▲ 0,7%	▲ 1,3%

Fuente: CNE

4 Precios Nacionales de Gas por redes concesionadas

A continuación se presenta el precio en referencia a la equivalencia energética entre el gas natural, el gas de ciudad o el propano aire, según corresponda, distribuido al consumidor final por gas de red concesionado con su equivalencia en cilindros de Gas licuado de petróleo de 15kg, lo equivale aproximadamente a un volumen de 19,3 m³. Este precio también incorpora los costos fijos y el arriendo de medidor cobrados por las empresas distribuidoras de gas de red cuando corresponda.

Evolución Precios de Gas en Red



Fuente: CNE—Sistema de precio de Gas en Línea

Variación Precios de Gas en Red

Empresa (Región)	\$	Mensual	Anual
Lipigas (II Región)	28.885	0,0%	▲ 21,0%
Gasvalpo (V Región)	23.292	0,0%	▲ 9,0%
Metrogas (Metropolitana)	22.490	0,0%	▲ 5,0%
Gassur (VIII Región)	25.575	1,0%	▲ 3,1%
Intergas (VIII Región)	30.898	0,0%	▲ 11,5%
Gasco Magallanes (XII Región)	3.532	0,0%	▲ 2,3%

Fuente: CNE—Sistema de precio de Gas en Línea

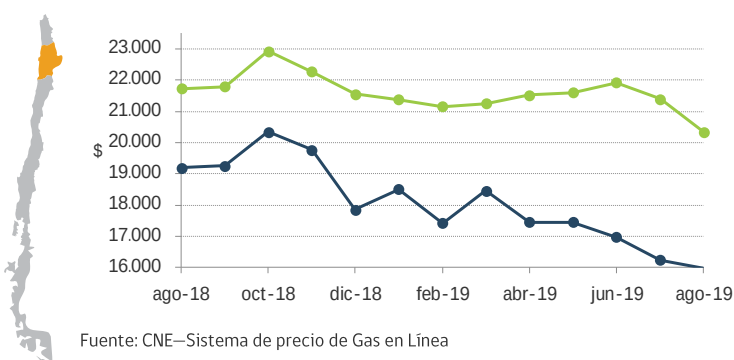


5 Precios Nacionales Gas Licuado de Petróleo envasado

El GLP envasado, corresponde al combustible gas licuado, esto es propano y butano y sus mezclas (con un máximo de 30% en butano). El combustible se comprime para envasarlo en cilindros de diversos tamaños que luego se comercializan a usuarios finales para su uso en estufas, cocinas o calefones. Los cilindros presentes en el mercado local son de capacidades 2 kg, 5 kg, 11 kg, 15 kg y 45 kg. Además presentan dos modalidades de comercialización en cuanto a calidad, una denominada normal o corriente y otra denominada catalítica, categoría que corresponde a la requerida por algunos artefactos de calefacción que emplean un combustible de bajo contenido de olefinas, di-olefinas y azufre. A continuación se presenta la evolución del precio promedio del GLP envasado, para las ciudades de Antofagasta, Concepción, Puerto Montt y Región Metropolitana, correspondiente a un cilindro de 15 kg.

Evolución Precios de GLP envasado

Antofagasta

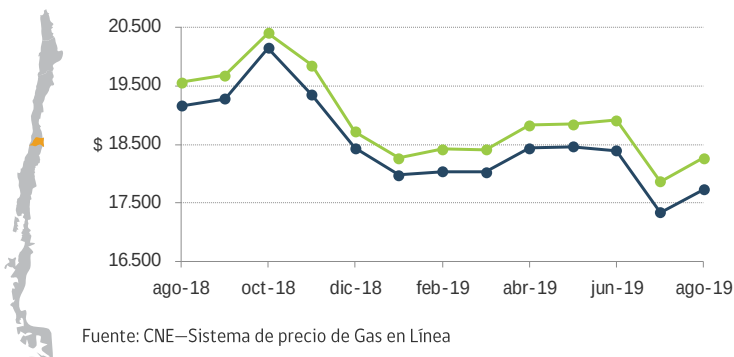


Variación Precios de GLP envasado

Tipo	\$	Mensual	Anual
Catalítico	20.345	▼ -4,9%	▼ -6,4%
Corriente	15.977	▼ -1,6%	▼ -16,7%

Fuente: CNE—Sistema de precio de Gas en Línea

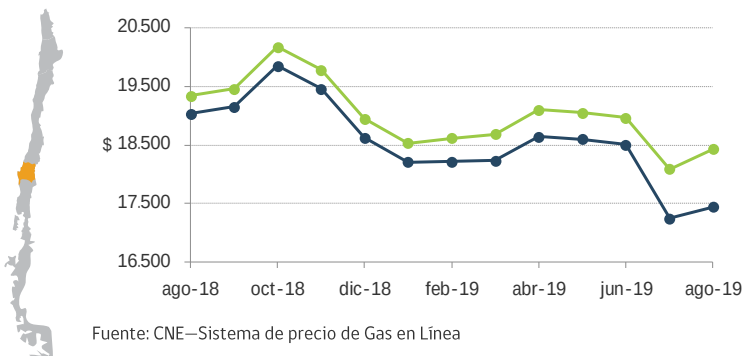
Metropolitana



Tipo	\$	Mensual	Anual
Catalítico	18.271	▲ 2,2%	▼ -6,6%
Corriente	17.736	▲ 2,3%	▼ -7,5%

Fuente: CNE—Sistema de precio de Gas en Línea

Concepción



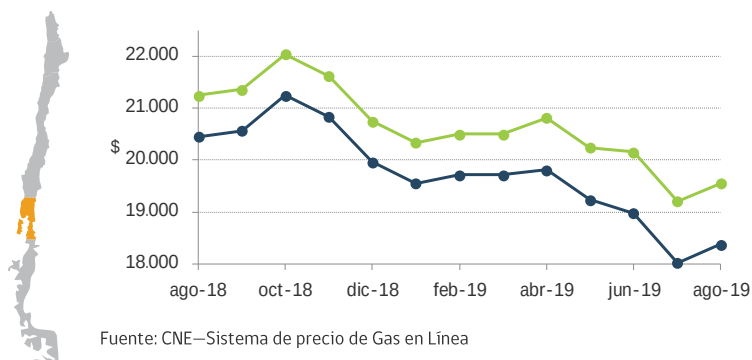
Tipo	\$	Mensual	Anual
Catalítico	18.433	▲ 1,9%	▼ -4,7%
Corriente	17.443	▲ -5,7%	▼ -8,4%

Fuente: CNE—Sistema de precio de Gas en Línea



Evolución Precios de GLP Envasado

Puerto Montt



Variación Precios de GLP Envasado

Tipo	\$	Mensual	Anual
Catalítico	19.553	1,8%	-8,0%
Corriente	18.370	1,9%	-10,2%

Fuente: CNE—Sistema de precio de Gas en Línea

6 Importaciones y Exportaciones de Combustibles

La información relacionada con las importaciones y exportaciones de combustibles primarios y secundarios corresponden al mes de Julio de 2019 debido a que la fuente oficial es manejada con un desfase de dos meses. Los datos de las importaciones corresponde principalmente a carbón, petróleo crudo y petróleo diésel, los cuales equivalen al 80,2% del total de las importaciones nacionales (en toneladas) para el mes de Julio de 2019.

La variación total de las importaciones registraron un incremento del 11,5% con respecto al mes anterior y del 15,1% respecto al mes de Julio del 2018. Por otro lado, la variación total de las exportaciones registraron un decremento de -2,8% respecto al mes anterior. Por su parte, la principal exportación de combustible durante el mes de Julio fue el GLP que representa el 37,5% de lo exportado medido en toneladas.

Las importaciones de los principales combustibles primarios realizadas durante el mes de Julio corresponden a carbón desde Argentina, Estados Unidos, Australia y Colombia; petróleo crudo desde Argentina, Colombia, Estados Unidos, Ecuador y Brasil; petróleo diésel desde Japón y Estados Unidos; y gas natural traído desde Trinidad y Tobago, Argentina y Estados Unidos. Por su parte, las exportaciones de Petróleo Diésel y Gasolina registraron como principales países de destino, Bolivia y Paraguay. El GLP, como mayor producto exportado, se envió principalmente a Kenia.

A continuación se entrega el detalle para cada uno de los combustibles con variaciones porcentuales y países de origen / destino.

Variación Importaciones en el período

Combustible	[miles de Ton]	Mensual	Anual
Carbón	1.026	17,4%	10,8%
Crudo	789	11,5%	30,1%
Diesel	367	9,0%	5,4%
Gas Natural	387	5,7%	51,1%
Gasolina	12	>100%	-80,4%
GLP	143	0,8%	-3,5%
Kerosene	22	-27,1%	-47,8%
Total	2.746	11,5%	15,1%

Fuente: Aduana suministrado por COMEX (www.comexplusccs.cl)

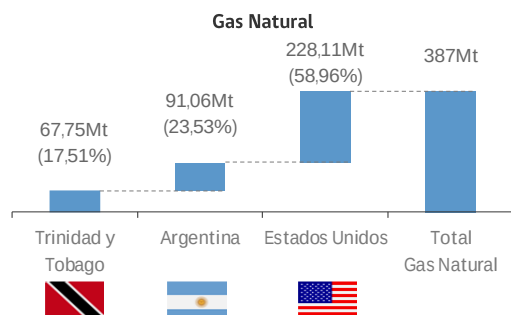
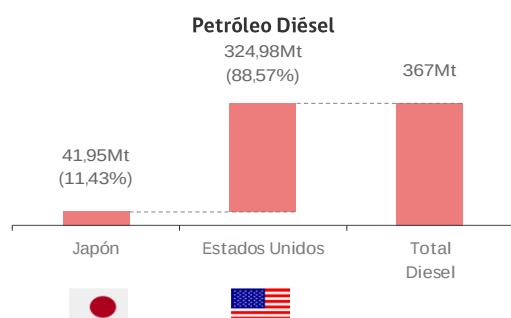
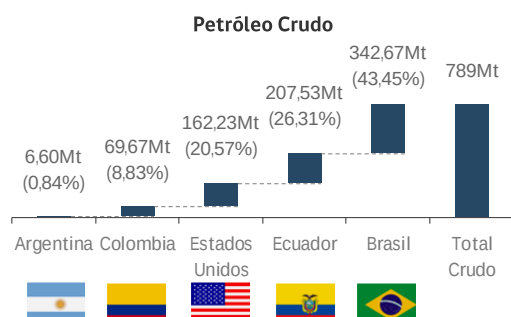
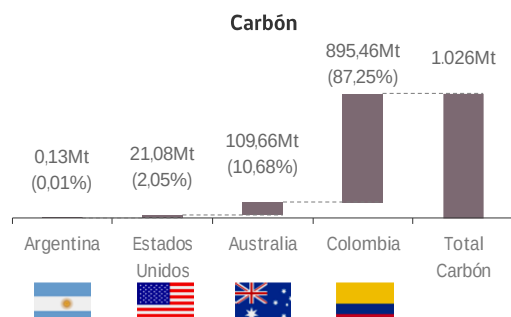
Variación Exportaciones en el período

Combustible	[miles de Ton]	Mensual	Anual
Carbón	2	19%	>100%
Diesel	11	-38%	>100%
Fuel Oil 6	0	n/d	-100%
Gas Natural	0	n/d	-100%
Gasolina	1	-5%	68%
GLP	19	27%	68%
IFO	18	6%	-41%
Total	52	-2,8%	-20,5%

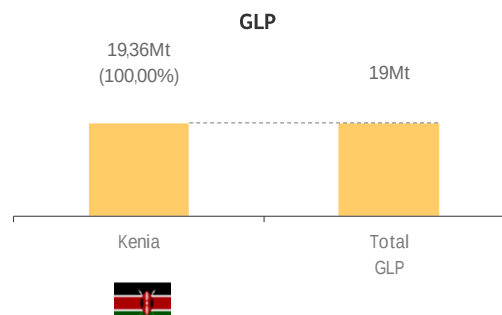
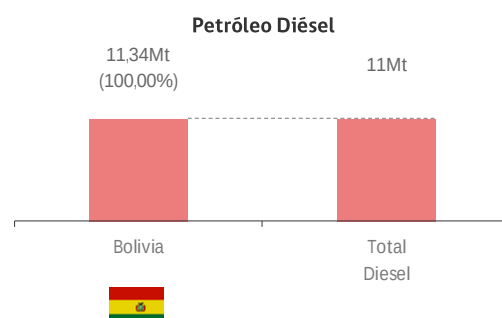
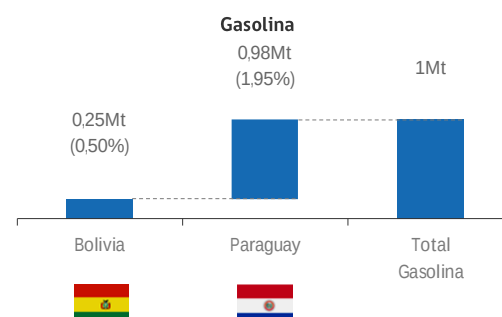
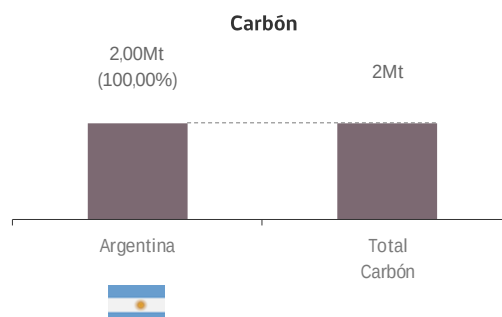
Fuente: Aduana suministrado por COMEX (www.comexplusccs.cl)



Importaciones según país de origen



Exportaciones según país de destino

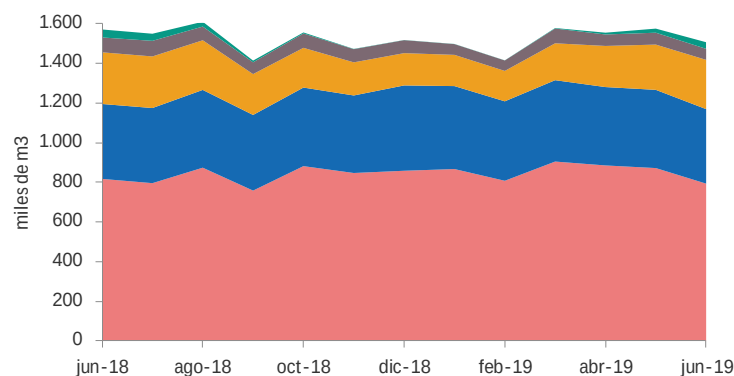




7 Venta de Combustibles

A continuación se detalla la evolución y variación de las ventas de los principales combustibles derivados del petróleo. La última información disponible al momento de la publicación corresponde a junio de 2019. Los combustibles analizados son: kerosene doméstico, petróleos combustibles, gas licuado, petróleo diésel y gasolina sin plomo de 93, 95 y 97 octanos.

Evolución Venta de Combustibles por Tipo



Fuente: CNE, a partir de información de ENAP

Variación Venta de Combustibles por Tipo

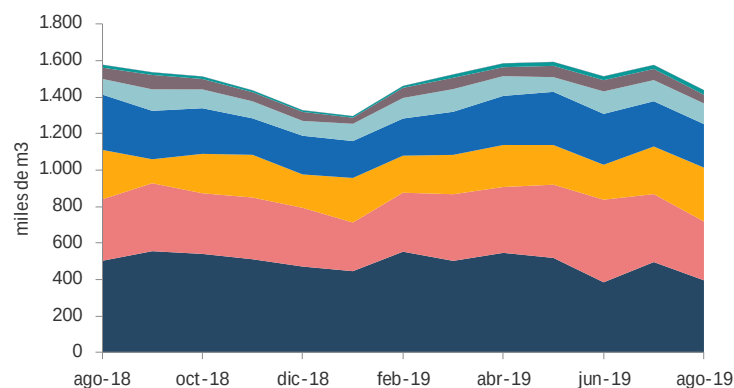
Venta Combustibles	[miles m3]		Mensual	Anual
Kerosene	33		61,5%	-17,3%
P. Combustibles	56		-7,2%	-25,9%
Gas Licuado	249		8,8%	-4,7%
Gasolinas	376		-4,8%	-0,5%
Diesel	793		-9,0%	-2,9%
Total General	1.507		-4,4%	-4,1%

Fuente: CNE, a partir de información de ENAP

8 Inventario de Combustibles

A continuación se presentan los niveles de inventario mensuales de combustibles (gasolina aviación, kerosene doméstico, petróleos combustibles, kerosene aviación, gasolina automotriz, gas licuado, petróleo diésel y petróleo crudo) en miles de m³ para todo el país. Este valor corresponde al nivel registrado el último día hábil del mes de agosto de 2019.

Evolución Inventario de Combustibles por Tipo



Fuente: CNE

Nota: Información validada hasta julio 2018.

Variación Inventario de Combustibles por Tipo

Combustible	[miles de m3]		Mensual	Anual
Gasolina Av.	1		5,0%	9,1%
Kerosene D.	25		16,7%	58,4%
Petróleo Combustibles	47		-22,4%	-22,7%
Kerosene Av.	113		-2,4%	32,0%
Gasolina Autom.	239		-3,8%	-21,4%
Gas Licuado	295		13,2%	8,7%
Petróleo Diesel	323		-13,4%	-4,2%
Petróleo Crudo	396		-20,1%	-21,2%
Total General	1.439		-8,7%	-8,8%

Fuente: CNE



PROYECTOS ENERGÉTICOS EN EVALUACIÓN AMBIENTAL

1 Proyectos Ingresados a Evaluación Ambiental

Durante el mes de Agosto 2019 ingresaron 8 proyectos energéticos al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), representando una inversión de 485 MMUSD, 4 proyectos de generación eléctrica, 1 proyecto de transmisión eléctrica¹ y 3 proyectos de desarrollo minero, petróleo y gas.

Detalle Proyectos energéticos ingresados a evaluación ambiental

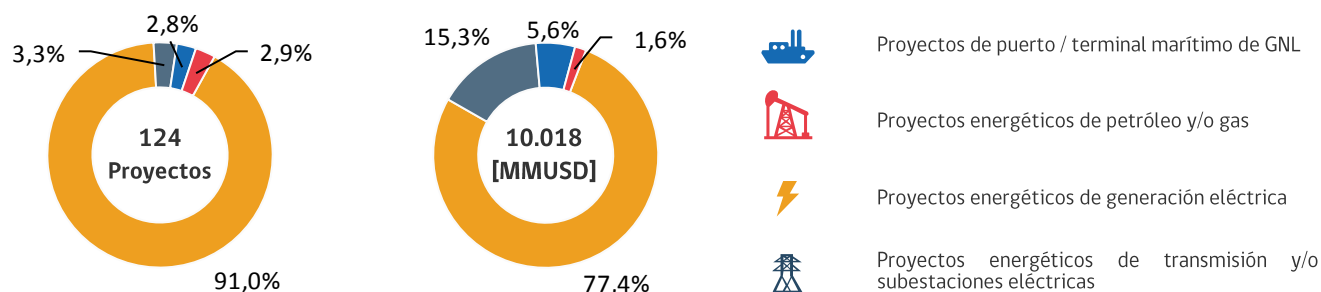
Tipo de proyecto	Región	Titular del proyecto	Nombre del proyecto	Fecha presentación	Inversión [MMUSD]	WEB
Generación	II	GR Toromiro SpA	Planta Fotovoltaica Ckontor	21/08/2019	12	Ver
Generación	II	INVERSIONES KIMAL SOLAR SPA	Parque Kimal Solar	19/08/2019	225	Ver
Generación	V	Taranto Solar SpA	Planta Fotovoltaica Taranto Solar SpA	23/08/2019	11	Ver
Generación	VII	LUZ DE SOL 1 SPA	Parque Fotovoltaico Maquehue	23/08/2019	10	Ver
Subestación eléctrica	IX	Besalco Energía Renovable S.A.	Subestación Nueva Metrenco 220/66 kV	21/08/2019	13,2	Ver
Desarrollo minero de petróleo y gas	XII	Empresa Nacional del Petróleo - Magallanes	Línea de Flujo Tres Lagos 110	20/08/2019	0,4	Ver
Desarrollo minero de petróleo y gas	XII	Empresa Nacional del Petróleo - Magallanes	LÍNEA DE FLUJO DESDE POZOS CABAÑA OESTE ZG1/ZG2, HASTA EL PAD CABAÑA OESTE 1 EN BLOQUE ARENAL	20/08/2019	0,4	Ver
Desarrollo minero de petróleo y gas	XII	Empresa Nacional del Petróleo - Magallanes	GENÉRICA SUB-BLOQUES ARENAL NORTE Y SUR	05/08/2019	213	Ver

Fuente: División de Desarrollo de Proyectos del Ministerio de Energía a partir de datos del SEIA.

2 Proyectos en Evaluación Ambiental

Se contabilizan al mes de Agosto 2019, 124 proyectos energéticos en tramitación para la aprobación de la Resoluciones de Calificación Ambiental (RCA). De ellos, 88% son proyectos de generación eléctrica, y el restante son proyectos mixtos. En su conjunto, representan una inversión total de 10.018 MMUSD.

Distribución de cantidad de proyectos y su inversión [MMUSD]



Fuente: División de Desarrollo de Proyectos del Ministerio de Energía a partir de datos del SEIA.

¹ Los proyectos de transmisión eléctrica incluyen los de línea de transmisión eléctrica de alto voltaje y subestación.



3 Proyectos con RCA aprobada

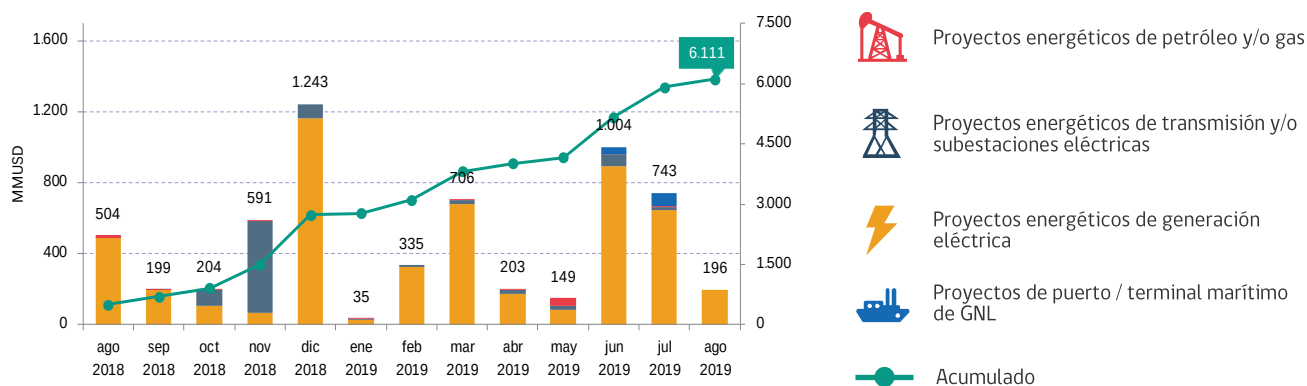
Además, durante el mes, 10 proyectos energéticos obtuvieron la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) favorable, de los cuales, todos corresponden a proyectos son de generación eléctrica, que en total equivalente a una inversión de 196 MMUSD.

Tipo de proyecto	Región	Titular del proyecto	Nombre del proyecto	Fecha Aprobación	Inversión [MMUSD]	WEB
Generación	VII	Encina SpA	Parque Solar Fotovoltaico Encina	21/08/2019	12,00	Ver
Generación	VII	TIKUNA SpA	Parque Solar Fotovoltaico Playero	20/08/2019	13,50	Ver
Generación	IV	Cala Morritos Power SpA	Central Eléctrica Cala Morritos	20/08/2019	93,00	Ver
Generación	XVI	Parque Solar Meco Chillán SpA	Proyecto Parque Solar Meco Chillán	13/08/2019	7,00	Ver
Generación	XVI	Parque Solar Meco Chillán SpA	Proyecto Parque Solar Meco Chillán	13/08/2019	7,00	Ver
Generación	V	Andina Solar 2 SPA	Parque Fotovoltaico Tabolango	12/08/2019	12,30	Ver
Generación	V	Andina Solar 1 SPA	Parque Fotovoltaico El Manzano	12/08/2019	12,30	Ver
Generación	VII	Tarwi SpA	Parque Solar Fotovoltaico Tarwi	09/08/2019	12,00	Ver
Generación	XVI	Montejo Energía SpA	Planta Solar Fotovoltaica Mutupin	08/08/2019	10,00	Ver
Generación	VII	Asociación de Canalistas del Laja	Minicentrales de Pasada José Luis Moraga	01/08/2019	17,00	Ver

Fuente: División de Desarrollo de Proyectos del Ministerio de Energía a partir de datos del SEIA.

En línea con la tabla anterior, se presenta la evolución para el último año móvil de la inversión asociada a los proyectos energéticos que han obtenido una RCA favorable. El total de inversión acumulada en los últimos 13 meses alcanza los 6.111 MMUSD. En particular, los proyectos energéticos de generación eléctrica suman una inversión total de 5.051 MMUSD (82,7%), equivalentes a 4.226 MW aprobados.

Evolución de inversión — Proyectos con RCA aprobada en los últimos 12 meses



Fuente: División de Desarrollo de Proyectos del Ministerio de Energía a partir de datos del SEIA.

¹ Los proyectos de transmisión eléctrica incluyen los de línea de transmisión eléctrica de alto voltaje y subestación.



NORMATIVAS SECTORIALES

1 Proyectos de Ley en Trámite

No se registraron Proyectos de Ley en Trámite, durante el período informado.

2 Normas Sectoriales Publicadas en el Diario Oficial

Resolución Extenta N° 453 de fecha 05 de agosto de 2019 que Modifica Resolución CNE N° 406 Exenta, de 31 de julio de 2017, que Establece normas para la elaboración del informe de rentabilidad anual por zonas de concesión de las empresas concesionarias de servicio público de distribución de gas de red, a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas. [Ver](#)

Resolución Extenta N° 466 de fecha 14 de agosto de 2019 que Rectifica Resolución CNE N° 453 Exenta, de 29 de julio de 2019, que Modifica Resolución CNE N° 406 Exenta, de 31 de julio de 2017, que establece normas para la elaboración del informe de rentabilidad anual por zonas de concesión de las empresas concesionarias de servicio público de distribución de gas de red, a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas. [Ver](#)

Resolución Extenta N° 468 de fecha 22 de agosto de 2019 que Fija el anexo técnico de sistemas de medición, monitoreo y control de la norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución, de conformidad al artículo 35° del Decreto Supremo N° 11, de 2017, del Ministerio de Energía. [Ver](#)

Resolución Extenta N° 498 de fecha 31 de agosto de 2019 que Informa y comunica nuevos valores del costo de falla de corta y larga duración en el sistema eléctrico nacional y los sistemas medianos. [Ver](#)

3 Normas Sectoriales No Publicadas en el Diario Oficial

Resolución Extenta N° 464, de fecha 8 de agosto de 2019, que Establece proporción en que las empresas del Sistema de Transmisión Nacional y de los sistemas de transmisión zonal deben concurrir al financiamiento del estudio de valorización de las instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional y del estudio de valorización de las instalaciones de los sistemas de transmisión zonal y de las instalaciones de los sistemas de transmisión dedicada utilizadas por usuarios sometidos a regulación de precios, y deja sin efecto la Resolución Exenta N° 399 de la Comisión Nacional de Energía, de 01 de julio de 2019. [Ver](#)

Resolución Extenta N° 467, de fecha 9 de agosto de 2019, que Declara cese en sus funciones de los integrantes que indica en el Comité Consultivo Especial que colabora en el Procedimiento Normativo sobre la Programación de la Operación, constituido por Resolución Exenta CNE N° 699 de 2018. [Ver](#)

Resolución Extenta N° 472, de fecha 14 de agosto de 2019, que Aprueba Informe Técnico Preliminar a que se refiere el artículo 33 bis de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Metrogas S.A. para la nueva zona de concesión que indica, correspondiente al cuatrienio 2018-2021. [Ver](#)

Resolución Extenta N° 473, de fecha 14 de agosto de 2019, que Aprueba Informe Técnico Preliminar a que se refiere el artículo 33 bis de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Lipigas S.A. para la nueva zona de concesión que indica, correspondiente al cuatrienio 2018-2021. [Ver](#)

Resolución Exenta N° 474, de fecha 14 de agosto de 2019, que Aprueba Informe de Rentabilidad Anual Preliminar a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Gassur S.A., correspondiente al año calendario 2018. [Ver](#)



3 Normas Sectoriales No Publicadas en el Diario Oficial

Resolución Extenta N° 475, de fecha 14 de agosto de 2019, que Aprueba Informe de Rentabilidad Anual Preliminar a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Gasvalpo SpA., correspondiente al año calendario 2018. [Ver](#)

Resolución Extenta N° 476, de fecha 19 de agosto de 2019, que Aprueba Informe de Rentabilidad Anual Preliminar a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Intergas S.A. correspondiente al año calendario 2018. [Ver](#)

Resolución Extenta N° 477, de fecha 14 de agosto de 2019, que Aprueba Informe de Rentabilidad Anual Preliminar a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Lipigas S.A., correspondiente al año calendario 2018. [Ver](#)

Resolución Extenta N° 478, de fecha 14 de agosto de 2019, que Aprueba Informe de Rentabilidad Anual Preliminar a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Metrogas S.A., correspondiente al año calendario 2018. [Ver](#)

Resolución Extenta N° 483, de fecha 14 de agosto de 2019, que Autoriza a Cóndor Energía SpA la modificación del plazo de determinados hitos de la Carta Gantt del proyecto Parque Eólico Alena, correspondiente a la Licitación de Suministro 2015/01. [Ver](#)

Resolución Extenta N° 486, de fecha 19 de agosto de 2019, que Aprueba Plan de Cuentas de período anual 2020 del Coordinador Eléctrico Nacional. [Ver](#)

Resolución Extenta N° 487, de fecha 19 de agosto de 2019, que Establece y comunica el valor de los índices contenidos en las fórmulas de indexación del Informe Final de Valorización de Instalaciones de Gas a que se refiere el artículo 29 quáter de la Ley de Servicios de Gas, aprobado mediante Resolución Extenta CNE N° 428 de 2018 y 188 de 2019. [Ver](#)

Resolución Extenta N° 490, de fecha 20 de agosto de 2019, que Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción. [Ver](#)

Resolución Extenta N° 495, de fecha 26 de agosto de 2019, que Comunica valor de los índices contenidos en las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a fijación de precios. [Ver](#)

Resolución Extenta N° 496, de fecha 26 de agosto de 2019, que Autoriza solicitud de modificación al sistema de transmisión de Hidroeléctrica La Higuera S.A., de conformidad a lo dispuesto en el artículo 72-18° de la Ley General de Servicios Eléctricos. [Ver](#)

4 Dictámenes del Panel de Expertos

Dictamen N° 9-2019, 20 de agosto de 2019, Discrepancia de Guacolda con el Coordinador respecto del costo de descarga de carbón en el muelle Guacolda I. [Ver](#)



AVENIDA LIBERTADOR BERNARDO O'HIGGINS 1449,
EDIFICIO SANTIAGO DOWNTOWN, TORRE 4, PISO 13,
SANTIAGO CENTRO.
TELÉFONO: +56 22 797 2600

