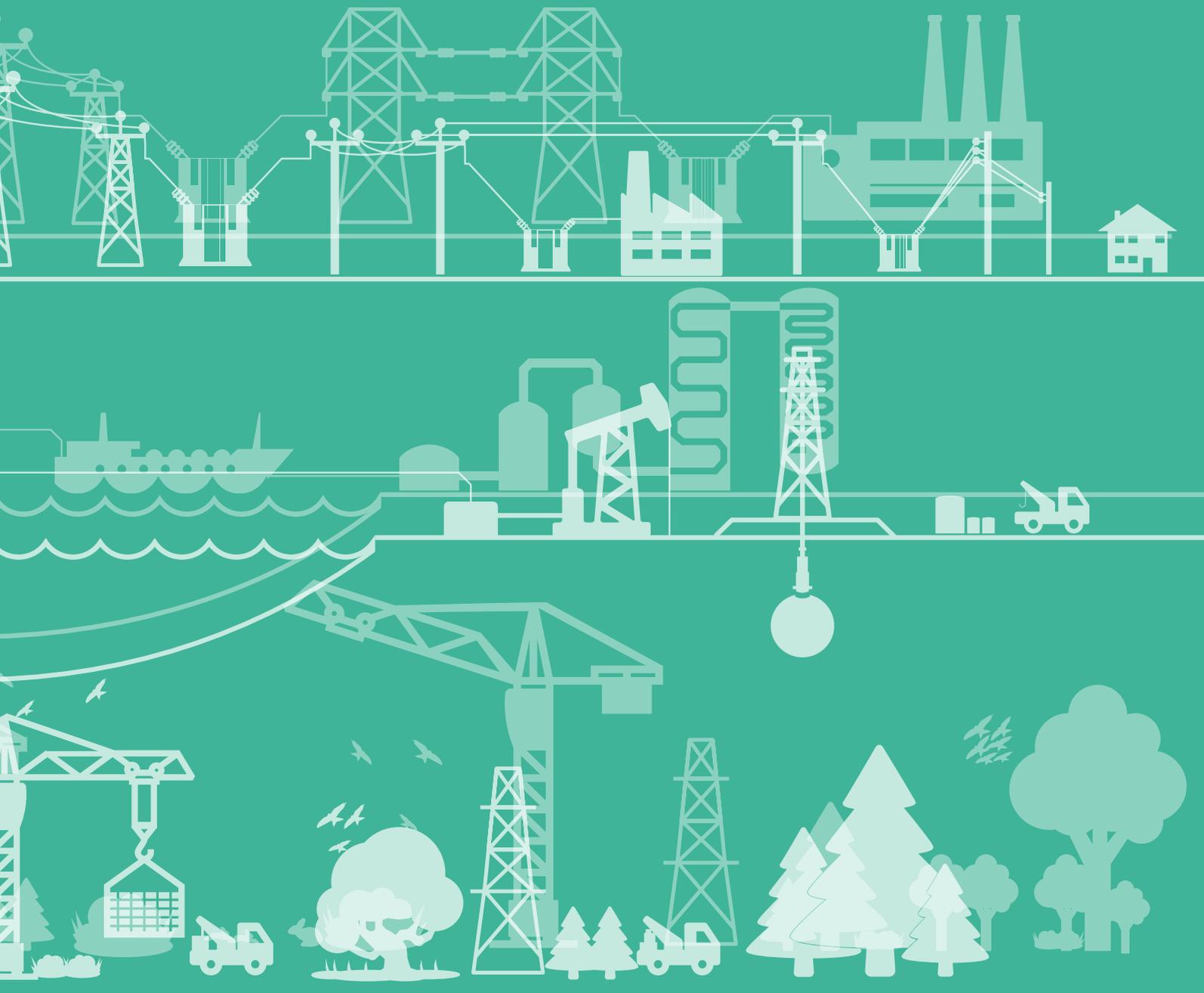


ANUARIO ESTADÍSTICO DE ENERGÍA 2017



ÍNDICE

CARTAS	4
NOTICIAS DESTACADAS 2017	6
PRINCIPALES INDICADORES DEL SECTOR ENERGÉTICO 2017	18
SECTOR ELÉCTRICO	20
01 Proyectos de generación eléctrica en construcción	22
02 Capacidad instalada de generación	26
03 Generación eléctrica bruta	29
04 Demandas anuales	34
05 Hidrología	36
06 Proyectos de transmisión en construcción	43
07 Capacidad instalada de transmisión	47
08 Costos marginales	50
09 Precio nudo de corto plazo	51
10 Precio medio de mercado	53
11 Precios licitaciones	54
12 Precio nudo promedio traspasable a cliente final	57
13 SSMM Precio monómico	59
14 Indexadores del VAD por área típica de distribución (ATD)	64
15 Cuenta tipo por sistema BT1a / AT4.3	70
SECTOR HIDROCARBUROS	72
01 Precios internacionales de combustibles referencia	74
02 Importaciones y exportaciones de combustibles	78
03 Refinación y comercialización de petróleo	84



04	Terminales de gas natural licuado	86
05	Venta de combustibles	89
06	Inventario de combustibles	90
07	Precios nacionales de combustibles líquidos	92
08	Margen bruto de comercialización de combustibles	97
09	Precios nacionales de gas licuado de petróleo envasado	100
10	Precios nacionales de gas por redes concesionadas	104
PROYECTOS ENERGÉTICOS EN EVALUACIÓN AMBIENTAL		108
01	Proyectos ingresados a evaluación ambiental	110
02	Proyectos en evaluación ambiental	111
03	Proyectos con RCA aprobada	112
NORMATIVAS SECTORIALES		116
01	Cronología de las principales normativas energéticas nacionales	118
02	Proyectos de ley tramitados	121
03	Normas publicadas en el Diario Oficial	121
04	Normas sectoriales no publicadas en el Diario Oficial	126
05	Dictámenes del Panel de Expertos	139
BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA		142
01	Matriz de energía primaria	144
02	Consumo final de energía	146
03	Consumos regionales	149
INDICADORES REGIONALES		152
INDICADORES INTERNACIONALES Y FINANCIEROS		158



MINISTRA DE ENERGÍA
SUSANA JIMENEZ SCHUSTER

Acorde con nuestro compromiso establecido en el documento “Ruta Energética 2018-2022” de seguir aumentando la cantidad y calidad de la información energética disponible en el país y de estimular el debate constructivo que se genera en torno a este sector energético, presentamos la tercera versión del Anuario de Estadísticas Energéticas, correspondiente al período 2007-2017.

En esta nueva versión del Anuario podrán acceder a datos relevantes del sector, lo que permite hacer una completa evaluación del desempeño del sector energético en los últimos años.

Mediante iniciativas como ésta esperamos generar mayor accesibilidad y transparencia a la información del sector, respondiendo así a la creciente demanda ciudadana por más educación y cultura energética, de participación, y de formación de capital humano para el sector.

De la misma forma, a través de esta publicación anual, esperamos contribuir a profundizar el análisis sobre la situación del sector energético nacional, entregando más y mejores antecedentes para una correcta toma de decisiones tanto del sector público como privado.

Las estadísticas recopiladas en este documento son fruto de un importante esfuerzo que profesionales de la Comisión Nacional de Energía realizan para un mejor conocimiento del sector y que sin duda no hubiese sido posible sin la colaboración de actores del sector público y privado.

Por todo lo anterior, y entendiendo la importancia y el valor social de la información que desarrollamos invitamos a nuestros lectores a consultar este anuario y todas las demás publicaciones en la página web del ministerio de energía www.energia.gob.cl , www.cne.cl y en la página web www.energiaabierta.cl



SECRETARIA EJECUTIVA (S)
CAROLINA ZELAYA RÍOS

Continuando con nuestro esfuerzo por ser un organismo que entregue la máxima transparencia y probidad en el acceso de información y datos estadísticos del sector energético, la Comisión Nacional de Energía pone a disposición de la ciudadanía -por tercer año consecutivo- el Anuario Estadístico de Energía, documento que contiene los principales datos estadísticos del último año para el sector energético nacional.

En 164 páginas, el Anuario contempla un trabajo de compilación, ordenamiento y actualización de la información energética, que se ha clasificado en siete agrupaciones temáticas, donde se podrá encontrar un análisis de los aspectos relevantes del sector eléctrico e hidrocarburos, el estado y avance de la aprobación ambiental de proyectos energéticos, los principales aspectos normativos y regulatorios que se presentaron durante el último año en el sector, un resumen de estadísticas obtenidas del balance nacional de energía, indicadores regionales y por último los principales datos financieros.

Este Anuario nos llena de orgullo, pues su lanzamiento coincide en momentos en que la CNE se encuentra conmemorando cuatro décadas aportando con información técnica y con contexto regulatorio al desarrollo energético del país; siempre bajo la misión de garantizar un desarrollo energético confiable, sustentable y con precios justos, buscando el bien común de la sociedad.

Es bajo este contexto que el Anuario se suma a otras herramientas informativas que ha creado la Comisión Nacional de Energía -a través del Departamento de Información y Estadísticas- como los son: el Reporte Diario del Sector Energético, los Reportes Energéticos Mensual, ERNC y Financiero, y las plataformas de Energía Abierta, Energía Maps y Energía Región; todo esto con datos abiertos de energía del país.

Esperamos que esta labor realizada por la Comisión Nacional de Energía siga siendo un valioso aporte y continúe impulsando una mayor transparencia de la información energética para la ciudadanía y los actores del sector.

Este Anuario lo pueden encontrar en el sitio web del Ministerio de Energía, de la Comisión Nacional de Energía, o bien en la plataforma web de datos abiertos Energía Abierta.



NOTICIAS SECTOR ENERGÉTICO 2017



Logo Coordinador
Eléctrico Nacional

ENERO 2017

Coordinador Eléctrico Nacional inicia su funcionamiento el 1 de enero de 2017

De acuerdo con lo estipulado en la Ley de Transmisión N° 20.936, el 1 de enero de 2017 inició su funcionamiento el Coordinador Eléctrico Nacional, tras producirse la integración de los dos Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC) del país.

El Coordinador Eléctrico es un organismo técnico e independiente, encargado de la operación del conjunto de instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional y que es dirigido por el Consejo Directivo, integrado por cinco consejeros que fueron designados por el Comité Especial de Nominaciones a través de un concurso público.



FEBRERO 2017

Entra en vigencia nueva Ley de Servicios de Gas

Una nueva Ley de Servicios de Gas (N° 20.999) entró en vigencia el 9 de febrero, tras su publicación en el Diario Oficial.

La regulación que regía los servicios de gas era del año 1931 y la última modificación relevante se había producido en el año 1989, ante la inminente llegada del gas natural al país, marco regulatorio que presentaba una serie de vacíos.

La ley contiene normas que evitan que el régimen tarifario definido por cada distribuidora de red concesionada exceda el límite de rentabilidad establecido por ley de 9%, lo cual será controlado por la Comisión Nacional de Energía a través del proceso de un chequeo anual de rentabilidad.

En caso de que una empresa exceda la tasa de rentabilidad máxima, se activará un proceso de fijación tarifaria para dicha compañía, la cual, además, deberá devolver a sus clientes el monto equivalente al exceso de rentabilidad obtenido, estableciendo con ello un sistema de protección de los consumidores. En este mismo sentido, en caso de existir interrupciones del servicio de gas no autorizadas, las empresas distribuidoras deberán compensar a sus clientes el equivalente a 15 veces el volumen del gas no suministrado.

Junto con ello, la ley establece un fortalecimiento institucional del chequeo de rentabilidad, detallando en la ley su metodología de cálculo, instancias de participación y aumentando el período de análisis de uno a tres años.

Fuente: Unidad de Comunicaciones, CNE



MARZO 2017

Gobierno y el BID firman crédito por US\$ 100 millones para desarrollo de energía sostenible

El Gobierno de Chile y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) suscribieron el 1 de marzo un crédito por US\$ 100 millones, con el fin de apoyar un programa de Energía Sostenible para avanzar en una política energética de largo plazo, validada por la sociedad, a través de un proceso ampliamente participativo.

El préstamo fue suscrito por los ministros de Hacienda, Rodrigo Valdés, y de Energía, Andrés Rebolledo, y la representante del BID en Chile, Carolyn Roberts.

Los objetivos del préstamo apuntan a elevar la competencia y eficiencia del mercado energético, mejorar su capacidad institucional, promover la diversificación y participación de las energías renovables, fomentar el uso eficiente de la energía, e incrementar los intercambios y la transferencia de energía a nivel internacional.

El programa se estructura bajo la modalidad de un préstamo en Apoyo de Reformas de Política.



Misión público-privada de energía conoce nuevos modelos de distribución eléctrica y redes inteligentes en EE.UU.

El 6 y 10 de marzo, una misión público-privada de energía de Chile integrada por representantes de la Comisión Nacional de Energía, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles y la Asociación Gremial de Empresas Eléctricas, viajó a Nueva York y Boston, Estados Unidos, para conocer materias referidas a "Redes Inteligentes, Generación Distribuida y Nuevos Modelos de Distribución Eléctrica: Una Mirada al Futuro".

La gira, que fue organizada por el Consejo Empresarial de Energía Chile -EE.UU. de la Cámara Chileno- Norteamericana de Comercio (AmCham Chile), tuvo como objetivo discutir acerca del estado de desarrollo tecnológico, nuevo marco normativo, eficiencia energética asociada, y los aspectos operacionales de los nuevos modelos de distribución eléctrica que están operando en dichos Estados.

Fuente: Unidad de Comunicaciones, CNE



ABRIL 2017

Expertos internacionales exponen las mejores prácticas en planificación de sistemas de transmisión eléctrica

Con el objetivo de conocer las experiencias y prácticas internacionales relacionadas con la planificación de la transmisión y generar un debate en torno a los criterios de esta en la nueva Ley de Transmisión, la Comisión Nacional de Energía, el Banco Interamericano del Desarrollo (BID) y el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Colorado Denver, Estados Unidos, desarrollaron el 10 de abril el Seminario Internacional de Planificación de la Transmisión. Expusieron el subdirector de Planeación del Centro Nacional de Control de Energía de México (CENACE), Gustavo Villa; el asesor del MISO de Estados Unidos, Dale Osborn; el profesor asociado de la Pontificia Universidad Católica de Río de Janeiro, Dr. Alexandre Street; el analista y economista del National Renewable Energy Laboratory de Estados Unidos, Dr. David Hurlbut, y el profesor del Department of Electrical Engineering de University of Colorado Denver, Dr. Fernando Mancilla-David.



Gobierno cierra proceso de diagnóstico del sector de distribución eléctrica

En abril de 2017 el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía realizaron el cierre del proceso de diagnóstico de una nueva regulación para el segmento de distribución eléctrica, trabajo de análisis que desde septiembre de 2016 contó con la participación de más de 300 personas de la industria, la academia, expertos y representantes de la sociedad civil.

En las distintas jornadas se abordaron los problemas y desafíos futuros de la regulación en ámbitos tales como el desarrollo de la red, su remuneración y tarificación, el modelo de negocios y el impacto que tendrán las nuevas tecnologías –como la generación distribuida y los vehículos eléctricos– en este segmento.



MAYO 2017

CNE emitió informe técnico definitivo que fija tasa de costo de capital a empresas distribuidoras de gas de red

La Comisión Nacional de Energía emitió el “Informe Técnico Definitivo que fija la Tasa de Costo de Capital para las empresas distribuidoras de gas de red Cuatrienio 2018-2021, en el marco de la Ley de Servicios de Gas N° 20.999”.

Para el referido cálculo se consideró el riesgo sistemático de las actividades propias de las empresas concesionarias de servicio público de distribución de gas en relación con el mercado, la tasa de rentabilidad libre de riesgo, el premio por riesgo de mercado y un factor individual por zona de concesión.

De acuerdo con la normativa, el valor de la tasa de costo de capital para el cuatrienio 2018-2021 se actualiza en diciembre de cada año.

Este informe preliminar fijó la tasa de costo de capital aplicable a los chequeos de rentabilidad económica correspondientes al ejercicio de los años calendario 2016 y 2017, y que al ser inferior al piso fijado por ley, será de 6,00% para ambos años, como asimismo para el cuatrienio 2018-2021.

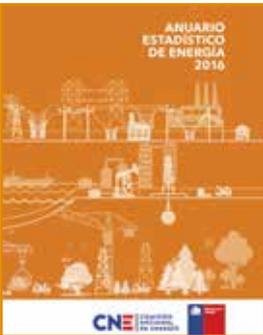


CNE inicia Proceso de Tarificación de Distribución de Gas en Magallanes

Con la apertura del Registro de Participación Ciudadana, la Comisión Nacional de Energía dio inicio al Proceso de Tarificación de Distribución de Gas en la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena, que contempla la Ley N° 20.999, que modifica la Ley de Servicios de Gas y otras disposiciones legales que indica.

El proceso tarifario –que se realizará cada cuatro años en la región- contempla la elaboración de un Estudio de Costos –supervisado por un Comité ad hoc- que definirá los costos eficientes de distribución de gas y, previo a ello, la definición de las bases técnicas a las que deberá sujetarse su elaboración.

Finalizado el estudio de costos, se deberá realizar una audiencia pública en la capital regional con sus resultados.



Comisión Nacional de Energía publicó Anuario Estadístico del sector año 2016

Cumpliendo con lo establecido en la “Agenda de Energía”, en cuanto a impulsar una mayor transparencia de la información energética para la ciudadanía y los actores del sector, la Comisión Nacional de Energía publicó el “Anuario Estadístico de Energía 2016”, documento que contiene los principales datos estadísticos del último año del sector energético nacional.

En 141 páginas, el Anuario contempla un trabajo de compilación, ordenamiento y actualización de la información energética, que se clasificó en cuatro agrupaciones temáticas, donde se podrá encontrar un análisis de los aspectos relevantes del sector eléctrico e hidrocarburos, así como también el estado y avance de la aprobación ambiental de proyectos energéticos, además de los principales aspectos normativos y regulatorios que se presentaron durante el último año en el sector.

Este Anuario está disponible en www.cne.cl y en www.energiaabierta.cl



JUNIO 2017

CNE instruye realización de 99 nuevas obras de expansión de transmisión, por US\$ 750 millones

La Comisión Nacional de Energía concluyó un proceso inédito y excepcional de planificación del sistema de transmisión zonal por cerca de 750 millones de dólares, que permitirá robustecer, mejorar y garantizar la seguridad del suministro de electricidad en las principales ciudades del país, muchas de las cuales se vieron afectadas por los incendios ocurridos en el verano del año 2017 y, a la vez, impulsar el desarrollo económico principalmente en las regiones de Antofagasta, Valparaíso, Maule, Biobío y Los Ríos.

Por primera vez, a raíz del cambio legal introducido por la Ley 20.936, el Gobierno está facultado para instruir la realización de obras de transmisión zonal necesarias para asegurar el abastecimiento de los centros de consumo. Antes de este cambio legal, dichas inversiones eran resorte únicamente del sector privado. Estas obras serán licitadas por el Coordinador Eléctrico Nacional, a partir de septiembre de 2017, y deberían iniciar su construcción durante el primer semestre del 2018.

Así lo dispone el Informe Final de Instalaciones de Transmisión Zonal de Ejecución Obligatoria, establecida en la Ley de Transmisión (N° 20.936) para los Sistemas Interconectado Central y del Norte Grande, de fecha 22 de junio, emitido por la CNE.





CNE y Empresas Eléctricas A.G. realizaron roadshow en Europa sobre licitaciones y regulación de la distribución

Con el objetivo de concretar la entrada de nuevos actores al segmento de generación local para las próximas licitaciones de suministro eléctrico para clientes regulados, y también conocer de primera fuente nuevos modelos regulatorios aplicados a la distribución, la Comisión Nacional de Energía y la Asociación Gremial de Empresas Eléctricas realizaron un nuevo road show internacional en Berlín, Londres y Oslo.

En Alemania, la comitiva ofreció un seminario sobre licitación eléctrica, y se reunió con la Agencia Federal de Redes Bundesnetzagentur y la empresa distribuidora Stromnetz. En Londres, las autoridades sostuvieron encuentros con el Head of Electricity Connections and Constraint Management de la Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM), James Veaney; con el profesor of Energy Systems del Imperial College London, Goran Strbac, y con la Energy Networks Association (ENA).



Por primera vez, Panel de Expertos conoce discrepancias en materia de gas

Destacando como un hito histórico en el mercado de la regulación de gas, el Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía, Andrés Romero, expuso el viernes 16 de junio ante el Panel de Expertos, con motivo de las discrepancias presentadas por las empresas distribuidoras de gas al "Informe Técnico Definitivo que fija la Tasa de Costo Capital cuatrienio 2018-2021", en el marco de la nueva Ley de Servicios de Gas.

La autoridad indicó que es la primera vez que las empresas presentan discrepancias ante el Panel de Expertos porque la ley de gas, publicada en febrero de 2017, ahora les permite a estas compañías y a otros actores participar en el proceso activamente.



JULIO 2017

BID y el Ministerio de Energía organizan "Chile Energy Day" en Estados Unidos

Una comitiva liderada por el ministro de Energía, y conformada por el secretario ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía; el director ejecutivo de Empresas Eléctricas, y el profesor de la Universidad Católica de Chile, Hugh Rudnick, entre otros actores, llegó el 26 de junio a Washington D.C. para realizar la conferencia internacional "Chile Energy Day", con el objetivo de promocionar a Chile como un país exitoso en desarrollo del sector energético y atractivo para la inversión extranjera.

El seminario tuvo como objetivo compartir la experiencia de Chile en su reciente transformación energética.

Durante la conferencia, el secretario ejecutivo de la CNE presentó el libro "Nueva Ley Chilena de Licitaciones de Suministro Eléctrico para Clientes Regulados: un caso de éxito", que expone la situación del mercado eléctrico chileno antes de la Ley 20.805 hasta las últimas licitaciones de suministro efectuadas por el gobierno.



Nuevo Reporte Energético Financiero creó la Comisión Nacional de Energía

Con el objetivo de impulsar una mejor disponibilidad y transparencia de la información energética para la ciudadanía, la Comisión Nacional de Energía lanzó el nuevo Reporte Energético Financiero, dentro del cual se podrá encontrar información sobre el sector; cotización y precios de commodities, índices bursátiles, intensidad de la inversión, indicadores financieros, emisiones de bonos, entre otra información relevante para los interesados en conocer más del sector y los tomadores de decisión.

Con la entrega de este nuevo reporte trimestral se fortalece aún más el acceso y la democratización de la información en materia energética, otorgando más transparencia al funcionamiento de los mercados y fomentando la generación de mejores políticas públicas para el país.

Este reporte estará disponible en el sitio web www.cne.cl y en la plataforma web www.energiaabierta.cl, en donde se podrá acceder a la misma información en formato electrónico.



AGOSTO 2017

Panel de Expertos dio favor a CNE sobre rentabilidad de las distribuidoras de gas

En el primer dictamen que en materia del gas realiza el Panel de Expertos se impuso el planteamiento de la Comisión Nacional de Energía (CNE) en cuanto a mantener la Tasa de Costo Capital (TCC) de dicha industria entre 6% y 6,7%, dependiendo de la empresa.

La TCC sirve de base para que la CNE determine si las rentabilidades de las empresas distribuidoras de gas son excesivas, en cuyo caso la ley de gas (N° 20.999) establece que se iniciará un proceso de fijación tarifaria.

La CNE había fijado la rentabilidad de la industria en un rango entre 6,0% y 6,7%, dependiendo de la empresa, a las cuales se les reconocen las particularidades propias de su zona de concesión, lo que se refleja en tasas diferenciadas.



Gobierno e industria eléctrica destacaron exitosa política pública de licitaciones de suministro eléctrico

A un año de haberse realizado la mayor licitación de suministro eléctrico para clientes regulados (por 12.430 GWh/año), el secretario ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía, junto al director ejecutivo de la Asociación de Empresas Eléctricas A.G., Rodrigo Castillo; el vicepresidente ejecutivo de Generadoras de Chile, Claudio Seebach, y el director ejecutivo de la Asociación Chilena de Energías Renovables, Carlos Finat, realizaron el 21 de agosto la presentación del libro "Nueva Ley Chilena de Licitaciones de Suministro Eléctrico para Clientes Regulados: un caso de éxito".

El texto –que se divide en cuatro capítulos– presenta la evolución regulatoria del mercado eléctrico hasta la entrada en vigencia de la Ley 20.805, el proceso que llevó a la formulación de la nueva ley, sus efectos y aprendizajes, desde una perspectiva de política pública.





SEPTIEMBRE 2017

Panel de Expertos acogió postura de CNE en fijación de precio de medidores de luz

El Panel de Expertos, en su Dictamen N° 6 - 2017 dio nuevamente la razón a la Comisión Nacional de Energía en cuanto a evitar el alza en los valores de arriendo del medidor de la luz, aparato que es utilizado principalmente por los clientes residenciales. De esta manera, la CNE se anota un segundo triunfo ante esta instancia resolutoria a favor de los consumidores frente a la postura de las empresas de distribución eléctrica.

Este fallo favorable para el Gobierno se suma al que obtuvo la Comisión a principios de agosto ante el Panel de Expertos por la rentabilidad de las distribuidoras de gas, que mantuvo la Tasa de Costo de Capital (TCC) de dicha industria entre 6% y 6,7%.

En el Informe Técnico "Fijación de Fórmulas Tarifarias de Servicios no consistentes en suministro de energía, asociados a la distribución de electricidad", la CNE estableció el valor para el medidor residencial electrónico de \$7.034 pesos.



Sector Eléctrico analizó situación de Pequeños Medios de Generación Distribuida

Debido al incremento en la última década de proyectos del tipo Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) a la red de distribución, la Comisión Nacional de Energía y Cigré Chile efectuaron el 11 de septiembre el "Seminario PMGD: Procesos de Conexión y Operación", próximos desafíos técnicos".

La actividad entregó información al sector energético sobre el proceso de conexión de estos proyectos, el estado actual de los PMGD, análisis normativo y regulatorio, entre otros temas.

Desde el año 2006 existe la figura de los PMGD, que la normativa los define como medios de generación cuyos excedentes de potencia sean menores o iguales a 9.000 kilowatts, conectados a instalaciones de una empresa concesionaria de distribución, o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público.

Fuente: Unidad de Comunicaciones, CNE



OCTUBRE 2017

Se concreta reducción en precios de las cuentas de la luz en el país

A partir de octubre se inició la aplicación de las nuevas tarifas eléctricas para clientes residenciales (hogares), por efecto de la implementación de la Ley de Equidad Tarifaria, los decretos de Precio de Nudo Promedio (PNP) de los meses de enero y julio, y el nuevo Valor Agregado de Distribución (VAD) para el periodo 2016-2020. La aplicación de este conjunto de medidas implicó que una importante cantidad de los hogares de Chile vieran una disminución de sus cuentas de la luz.

La Ley de Equidad Tarifaria establece dos mecanismos de equilibrio en las tarifas de servicios eléctricos: el Reconocimiento a la generación local y la Equidad tarifaria residencial.

La normativa también considera el término del cobro individual por Corte y Reposición del servicio eléctrico, que desde el 4 de noviembre del año 2016 es incluido dentro de la tarifa general.

Asimismo, 70 comunas del país fueron favorecidas con el mecanismo de Reconocimiento a la generación local contemplado en la Ley de Equidad Tarifaria y que experimentaron rebajas en el precio de la energía por su aporte energético al país.

Para que la ciudadanía se informe, la CNE habilitó hyperlink "<http://equidadtarifaria.cl/>" www.equidadtarifaria.cl



24 empresas generadoras presentaron sus ofertas en Licitación de Suministro Eléctrico

Un total de 24 empresas generadoras nacionales y extranjeras llegaron el 11 de octubre a presentar sus propuestas económicas y administrativas en el proceso de Licitación de Suministro 2017/01, las que ofrecieron un total del 22.604 GWh de energía, es decir, 10 veces más energía que los 2.200 GWh contemplados en esta subasta.



Comisión Nacional de Energía informó resultados del Chequeo de Rentabilidad de distribuidoras de gas año 2016

La Comisión Nacional de Energía dio a conocer el 5 de octubre los resultados del primer Informe Definitivo de Rentabilidad anual de las empresas concesionarias de distribución de gas de red correspondiente al año 2016, por zona de concesión, de acuerdo con la nueva metodología incorporada por la Ley N° 20.999, que modificó la Ley de Servicios de Gas.

En este proceso, Metrogas en la Región Metropolitana registró 8,95%; Gas Valpo 4,89%; en Biobío GasSur 1,95% e Intergas 0,53% y 5,20% en La Araucanía, y Lipigas 3,54% en la Región de Antofagasta.

Fuente: Unidad de Comunicaciones, CNE



Se inició proceso de tarificación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams

El 6 de octubre, la Comisión Nacional de Energía dio inicio al Cuarto Proceso de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Palena, Cochamó y Hornopirén.

La Ley General de Servicios Eléctricos define los Sistemas Medianos (SSMM) como aquellos sistemas eléctricos de capacidad instalada mayor a 1.500 kW y menor a 200.000 kW, que operan aisladamente y sin conexión con el Sistema Interconectado Central y el Sistema Interconectado del Norte Grande.

Según la normativa, la Comisión Nacional de Energía debe desarrollar cada cuatro años el proceso de valorización y expansión de los Sistemas Medianos, cuyo objetivo principal es determinar los planes de expansión y fijar los precios de nudo de generación y transmisión de cada sistema mediano.



NOVIEMBRE 2017

Presidenta de la República encabezó ceremonia de interconexión de los sistemas eléctricos SIC y SING

El hito más relevante del sector energético y para el país se produjo el martes 21 de noviembre, al conformarse el Sistema Eléctrico Nacional por la interconexión del Sistema Interconectado del Norte Grande con el Sistema Interconectado Central (Res. Exenta 668).

Esta gran obra de infraestructura permitirá aprovechar la energía limpia que se genera en diversas zonas de Chile; dar seguridad en la entrega de suministro eléctrico a las familias y a las empresas; el ingreso de nuevos actores al sector; y a futuro, aumentar la interconexión internacional con países vecinos.

En concreto, la interconexión se produce debido a la energización y sincronización de las líneas eléctricas comprendidas por Kapatatur-Los Changos, en la zona de Mejillones; Los Changos-Cumbres, Cumbres-Nueva Cardones y Nueva Cardones y Cardones, en la zona de Copiapó.

Fuente: Unidad de Comunicaciones, CNE



Licitaciones de suministro eléctrico consiguen reducir valor de la energía

Por tercer año consecutivo, las licitaciones de suministro eléctrico volvieron a disminuir el precio de la energía en Chile y atraer más competencia. La Comisión Nacional de Energía realizó la Adjudicación de la Licitación Pública Nacional e Internacional para el Suministro de Potencia y Energía Eléctrica 2017/01, que ofreció 2.200 GWh/año de energía y que abastecerá las necesidades de electricidad de los clientes regulados (hogares y pymes) del Sistema Eléctrico nacional por 20 años a partir del año 2024.

La subasta se adjudicó a un precio promedio de 32,5 US\$/MWh, a proyectos con Energías Renovables No Convencionales e incorporando nuevos actores al mercado eléctrico nacional.



Comisión Nacional de Energía de Chile y Osinerghmin de Perú firmaron Acuerdo de cooperación para regulación en energía

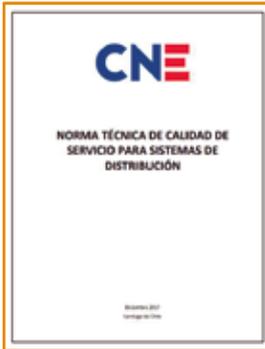
El lunes 6 de noviembre, la Comisión Nacional de Energía de Chile y el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) del Perú, firmaron un acuerdo interinstitucional para promover y fortalecer los lazos de cooperación interinstitucional entre ambos organismos.

Según estableció el Acuerdo firmado por ambas autoridades, "tiene como objetivo establecer las bases que permitan a las partes desarrollar actividades de cooperación en materia de intercambio de información, conocimientos, iniciativas, apoyo técnico, procedimientos, trabajos de investigación, con base en los principios de reciprocidad, igualdad y mutuo beneficio, con la finalidad de contribuir en el mejoramiento de las labores de regulación y control de las actividades de hidrocarburos y electricidad, conforme a sus respectivas competencias".

El acuerdo interinstitucional entre CNE de Chile y OSINERGMIN de Perú establece como materias de interés en cooperación la regulación de generación, transmisión y servicios eléctricos y en regulación de distribución eléctrica.

Con la firma de este acuerdo se avanza en el proceso de integración de los sistemas eléctricos de ambos países, en el marco del mandato entregado por los presidentes Bachelet y Kuczynski.

Fuente: Unidad de Comunicaciones, CNE



DICIEMBRE 2017

Se establecieron nuevas exigencias para mejorar la Calidad de Servicio de las distribuidoras eléctricas

El Ministerio de Energía, la Comisión Nacional de Energía y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles dieron a conocer las nuevas exigencias y estándares de calidad de servicio que deberán cumplir desde los próximos años las empresas distribuidoras de energía eléctrica con sus clientes y usuarios.

Las nuevas obligaciones están contenidas en la “Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución”, que aborda principalmente las interrupciones de suministro eléctrico, mejora la calidad de la información que dichas compañías entregan a los clientes y dispone la creación de una Red de Distribución Inteligente.

El documento fue elaborado en un proceso participativo, que se inició el año 2016, en el cual participaron la Comisión Nacional de Energía, el Ministerio de Energía, la SEC, las Empresas Distribuidoras, Cooperativas Eléctricas, expertos técnicos de la industria y la academia.

La nueva normativa reconoce situaciones complejas que pueden producirse en los sistemas de distribución que impidan entregar un servicio de forma normal y fija exigencias en cada caso: Estado Normal, Estado Anormal y Estado Anormal Agravado. Para más información www.cne.cl

Fuente: Unidad de Comunicaciones, CNE

PRINCIPALES INDICADORES DEL SECTOR ENERGÉTICO EN 2017

PROYECTOS DE GENERACIÓN
ELÉCTRICA EN CONSTRUCCIÓN



3.140 MW

CAPACIDAD INSTALADA
DE GENERACIÓN



22.580 MW

GENERACIÓN
ELÉCTRICA BRUTA



74.647 GWh

COSTOS
MARGINALES



SIC
55,1 USD/MWh



SING
57,4 USD/MWh

PRECIO MEDIO DE
MERCADO NOMINAL



SIC
62,5 \$/kWh



SING
56,1 \$/kWh

PRECIO NOMINAL FINAL
OFERTADO EN LICITACIONES



32,5 USD/MWh

PRECIOS WTI



50,9 USD/bbl

PRECIO BRENT



54,3 USD/bbl

PRECIO HENRY HUB



2,97 USD/MMBtu

PRECIO CARBÓN



117,1 USD/Ton

PROMEDIO PRECIO NACIONAL
DE GASOLINA 93 SP



731,4 \$ / LITRO

PROMEDIO PRECIO NACIONAL
DE PETRÓLEO DIÉSEL



500,7 \$ / LITRO

PROMEDIO PRECIO
NACIONAL DE GLP 15 kg



CATALÍTICO
17.349 \$/unidad



CORRIENTE
16.472 \$/unidad

PROYECTOS DE GENERACIÓN
CON RCA APROBADA



12.222 MMUSD

POTENCIA DE PROYECTOS DE
GENERACIÓN CON RCA APROBADA



4.938 MW

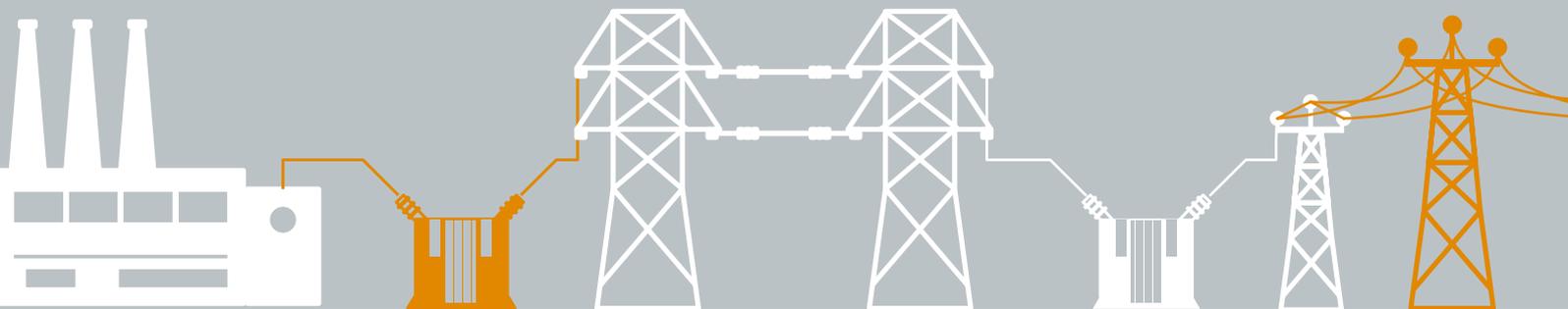
PROYECTOS DE LEY
TRAMITADOS



1 proyecto



SECTOR ELÉCTRICO



En Chile, en el mercado eléctrico se identifican las actividades de generación, transmisión y distribución, las cuales son desarrolladas por empresas privadas. La autoridad cumple el rol de regulador y fiscalizador, buscando establecer criterios que favorezcan una expansión económicamente eficiente del sistema eléctrico. El sector eléctrico en Chile está regido por la Ley General de Servicios Eléctricos.

Hasta el 21 de noviembre del 2017, en Chile existían dos grandes sistemas interconectados: el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), además de los Sistemas Medianos (SSMM) de Aysén y Magallanes. Desde esta fecha, los dos primeros se interconectaron tras la energización y sincronización de las líneas eléctricas comprendidas por Kapatur-Los Changos, en la zona de Mejillones; Los Changos-Cumbres, Cumbres-Nueva Cardones y Nueva Cardones y Cardones, en la zona de Copiapó. Esta gran obra de infraestructura es un hito histórico para el sector eléctrico nacional y para el país, que permitirá aprovechar la energía limpia que se genera en diversas zonas de Chile; dar seguridad en la entrega de suministro eléctrico a las familias y a las empresas; el ingreso de nuevos actores al sector; y a futuro, aumentar la interconexión internacional con países vecinos.

Las empresas generadoras deben coordinar la operación de sus centrales a través del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN). La función principal de este organismo es velar por la seguridad del sistema y programar el despacho de las centrales de manera de satisfacer la demanda en todo momento al menor costo posible, sujeto a las restricciones de seguridad.

El organismo público responsable del sector es el Ministerio de Energía, que debe llevar adelante los planes, políticas y normas para el desarrollo del sector eléctrico. Además entrega concesiones para centrales hidroeléctricas, líneas de transmisión, subestaciones y zonas de distribución eléctrica. De dicha secretaría de Estado depende la Comisión Nacional de Energía (CNE), organismo técnico encargado de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas del sector, y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), entidad que fija los estándares técnicos y fiscaliza su cumplimiento.

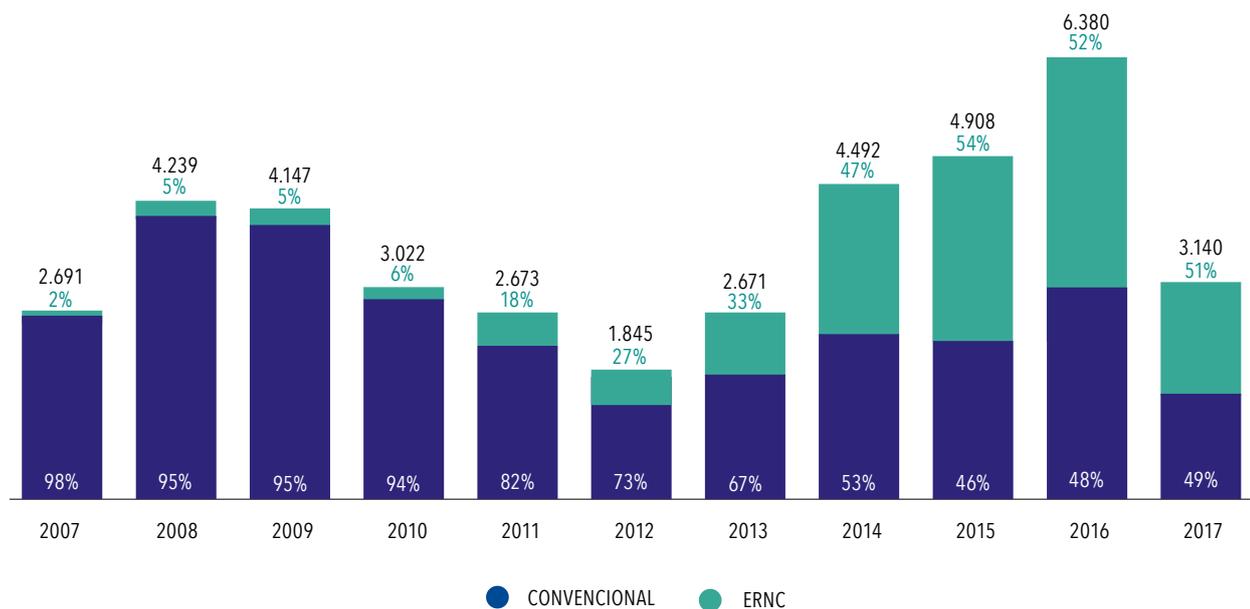


01. PROYECTOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN CONSTRUCCIÓN

De acuerdo con lo indicado en el artículo 72-17° de la LGSE, son consideradas instalaciones en construcción aquellas unidades generadoras que hayan solicitado a la Comisión su declaración en construcción de acuerdo a lo establecido en el mencionado artículo y que, cumpliendo con las exigencias legales y reglamentarias correspondientes, sean declaradas en construcción mediante su incorporación en la resolución exenta que la Comisión dicte para tales efectos.

De acuerdo con las resoluciones exentas publicadas por la CNE "Actualiza y comunica obras en construcción" se pudo contabilizar, al 31 de diciembre de 2017, un total de 81 proyectos en construcción que en conjunto alcanzan una capacidad instalada de generación eléctrica de 3.140 MW.

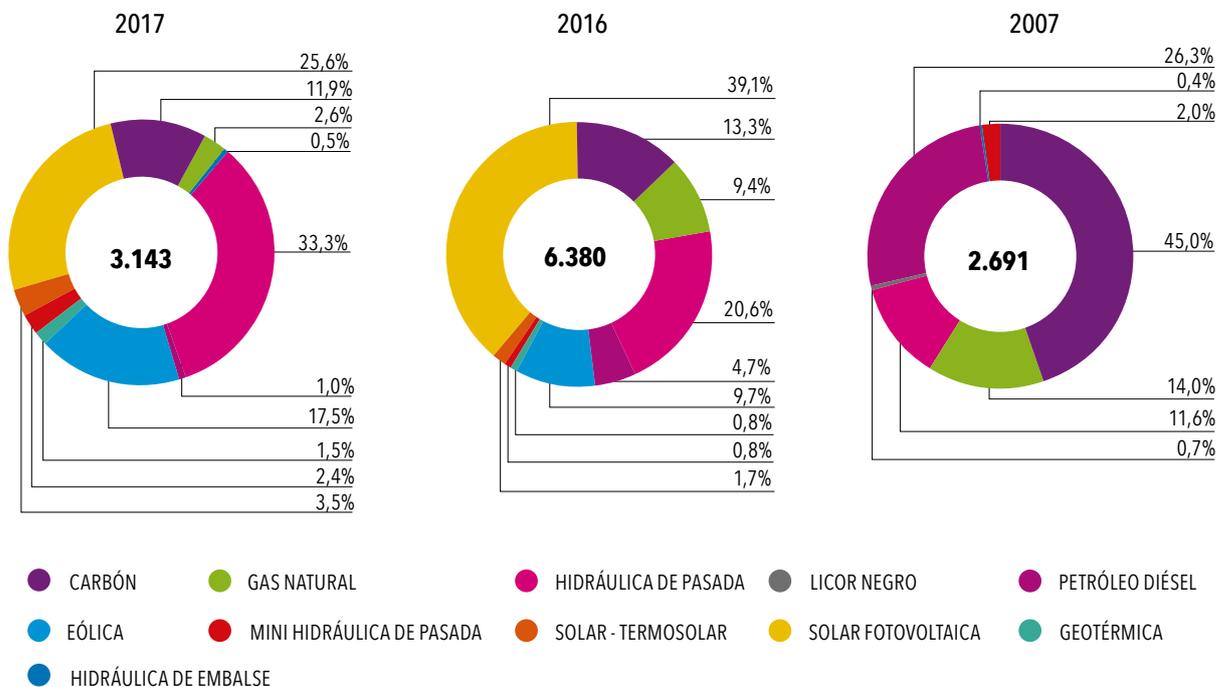
INGRESO ESPERADO DE OPERACIÓN DE PROYECTOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN CONSTRUCCIÓN ENTRE 2007 Y 2017 EN MW



Fuente: CNE

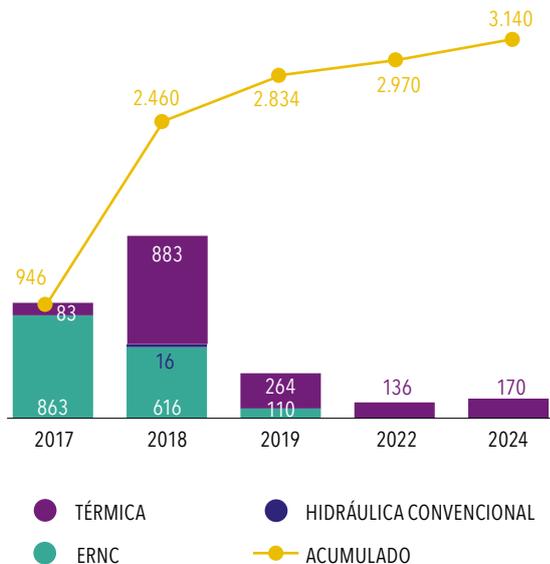


TOTAL DE LOS PROYECTOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN CONSTRUCCIÓN POR TECNOLOGÍA EN MW



Fuente: CNE

PROYECCIÓN DE PROYECTOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN CONSTRUCCIÓN SEGÚN AÑO DE INICIO DE OPERACIÓN EN MW



Fuente: CNE



DETALLE DE PROYECTOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DECLARADOS EN CONSTRUCCIÓN DURANTE 2017

SISTEMA	PROYECTO	PROPIETARIO	TIPO DE TECNOLOGÍA	CLASIFICACIÓN	POTENCIA NETA MW	AÑO ENTRADA	MES ENTRADA	REGIÓN
SIC	El Campesino	AASA ENERGÍA	Biomasa	ERNC	1	2017	11	RM
SIC	Aurora	Aela Energía	Eólica	ERNC	126	2018	5	X Región
SIC	Sarco	Aela Energía	Eólica	ERNC	169	2018	5	III Región
SIC	Cabo Leones I	Ibereólica	Eólica	ERNC	116	2017	12	III Región
SIC	Alfalfal II	AES Gener	Hidráulica de Pasada	Convencional	264	2019	5	RM
SIC	Las Lajas	AES Gener	Hidráulica de Pasada	Convencional	267	2018	12	RM
SIC	San Juan V	Latin American Power	Eólica	ERNC	26	2017	1	III Región
SIC	San Juan VI	Latin American Power	Eólica	ERNC	33	2017	1	III Región
SIC	Punta Sierra	Pacific Hydro	Eólica	ERNC	80	2018	3	IV Región
SING	Cerro Pabellón	Enel Green Power	Geotérmica	ERNC	48	2017	1	II Región
SIC	Dos Valles	Anpac	Mini Hidráulica de Pasada	ERNC	3	2017	6	VI Región
SIC	Santa Elena	Central Hidroeléctrica Santa Elena	Mini Hidráulica de Pasada	ERNC	3	2018	1	IX Región
SIC	Cumbres	Cumbres	Mini Hidráulica de Pasada	ERNC	15	2018	7	XIV Región
SIC	La Mina	Colbún	Hidráulica de Pasada	Convencional	34	2017	5	VII Región
SIC	San Pedro	Colbún	Hidráulica de Pasada	Convencional	170	2024	3	XIV Región
SIC	Convento Viejo	Convento Viejo	Hidráulica de Embalse	Convencional	16	2018	2	VI Región
SIC	El Pinar	El Pinar	Mini Hidráulica de Pasada	ERNC	11	2018	8	VIII Región
SIC	Río Colorado	GPE - Río Colorado	Mini Hidráulica de Pasada	ERNC	15	2017	3	VII Región
SIC	Arrayán	Hidroeléctrica Arrayán	Mini Hidráulica de Pasada	ERNC	1	2017	10	RM
SIC	Ñuble	Eléctrica Puntilla	Hidráulica de Pasada	Convencional	136	2022	7	VIII Región
SIC	Cogeneradora Aconcagua	ENAP Refinería	Gas Natural	Convencional	77	2018	1	V Región
SIC	Los Cóndores	Endesa	Hidráulica de Pasada	Convencional	150	2018	12	VII Región
SIC	Palacios	Hidroeléctrica Palacios	Mini Hidráulica de Pasada	ERNC	3	2018	1	VI Región
SING	IEM	Engie	Carbón	Convencional	375	2018	2	II Región
SIC	Palacios	Hidroeléctrica Palacios	Mini Hidráulica de Pasada	ERNC	3	2017	12	VI Región
SIC	Hidropalmar	Hidropalmar	Mini Hidráulica de Pasada	ERNC	13	2018	2	X Región
SIC	Ancoa	GPE	Hidráulica de Pasada	Convencional	27	2017	9	VII Región
SIC	Las Nieves	Las Nieves	Mini Hidráulica de Pasada	ERNC	7	2018	2	IX Región
SIC	MSA-1	Minicentrales Araucanía S.A	Mini Hidráulica de Pasada	ERNC	3	2018	2	IX Región
SING	Cerro Dominador CSP	Cerro Dominador CSP	Solar Termosolar	ERNC	110	2019	9	II Región
SING	PV Cerro Dominador	Abengoa	Solar Fotovoltaica	ERNC	100	2017	7	II Región
SING	Huatacondo	Austrian Solar	Solar Fotovoltaica	ERNC	98	2018	10	I Región
SIC	El Boco	Boco Solar	Solar Fotovoltaica	ERNC	3	2017	1	V Región
SIC	PV El Roble	Chester Solar	Solar Fotovoltaica	ERNC	9	2017	7	RM
SIC	Cintac	Cintac	Solar Fotovoltaica	ERNC	3	2017	4	RM
SIC	DAS	Diego de Almagro Solar	Solar Fotovoltaica	ERNC	8	2018	1	III Región
SIC	PMG Antay I	Generadora del Pacífico	Solar Fotovoltaica	ERNC	9	2017	6	III Región
SIC	Genpac Solar I	Generadora del Pacífico	Solar Fotovoltaica	ERNC	14	2017	5	III Región
SIC	Chancón	GR Avellano SpA, Grenergy Renovables Pacific	Solar Fotovoltaica	ERNC	3	2018	1	VI Región
SIC	Francisco	GR Boldo	Solar Fotovoltaica	ERNC	3	2017	10	VI Región
SIC	FV La Frontera	GR Patagua SpA	Solar Fotovoltaica	ERNC	5	2017	12	VI Región
SIC	Cabilsol	Grenergy	Solar Fotovoltaica	ERNC	3	2017	6	V Región
SIC	Homero	Grenergy	Solar Fotovoltaica	ERNC	3	2017	7	VI Región
SIC	Don Eugenio	Grenergy	Solar Fotovoltaica	ERNC	3	2017	9	VI Región
SIC	Chimbarongo	Grenergy	Solar Fotovoltaica	ERNC	3	2017	11	VI Región
SIC	Panquehue II	Grenergy	Solar Fotovoltaica	ERNC	6	2017	8	V Región
SIC	Esperanza II	Grenergy	Solar Fotovoltaica	ERNC	9	2017	1	VI Región
SIC	Marchigüe II	Grenergy	Solar Fotovoltaica	ERNC	9	2017	2	VI Región
SIC	Portezuelo	Grenergy	Solar Fotovoltaica	ERNC	3	2017	12	VI Región
SING	Bolero III	Helio Atacama	Solar Fotovoltaica	ERNC	20	2017	2	II Región

SISTEMA	PROYECTO	PROPIETARIO	TIPO DE TECNOLOGÍA	CLASIFICACIÓN	POTENCIA NETA MW	AÑO ENTRADA	MES ENTRADA	REGIÓN
SING	Bolero II	Helio Atacama	Solar Fotovoltaica	ERNC	42	2017	2	II Región
SING	Bolero I	Helio Atacama	Solar Fotovoltaica	ERNC	84	2017	2	II Región
SIC	La Quinta Solar	Im2 Solar Chile	Solar Fotovoltaica	ERNC	3	2017	7	RM
SIC	San Francisco	Im2 Solar Chile	Solar Fotovoltaica	ERNC	3	2017	7	RM
SIC	Doña Carmen	IMELSA	Solar Fotovoltaica	ERNC	40	2017	5	V Región
SIC	Concón	Lipigas	Gas Natural	Convencional	6	2017	12	V Región
SIC	La Acacia	La Acacia	Solar Fotovoltaica	ERNC	9	2018	1	VI Región
SIC	La Manga I	La Manga Energy SpA	Solar Fotovoltaica	ERNC	4	2017	12	RM
SIC	Degañ 2	Nueva Degañ	Petróleo Diésel	Convencional	14	2018	1	X Región
SIC	Degañ 2	Nueva Degañ	Petróleo Diésel	Convencional	16	2017	8	X Región
SIC	Luna	Luna Energía SpA Hanwa Q cells	Solar Fotovoltaica	ERNC	3	2018	2	VI Región
SIC	Ovejería	Orion Power	Solar Fotovoltaica	ERNC	9	2018	4	RM
SIC	Catán Solar	Planeta Investments	Solar Fotovoltaica	ERNC	3	2018	6	V Región
SIC	Santuario Solar	PMGD Santuario	Solar Fotovoltaica	ERNC	3	2017	10	V Región
SIC	El Manzano	Proyectos Energéticos Puentes SpA Hanwha Q Cells	Solar Fotovoltaica	ERNC	2	2018	1	VI Región
SIC	La Fortuna 1	PV Power Chile	Solar Fotovoltaica	ERNC	3	2018	2	V Región
SIC	Amparo del Sol	PV Power Chile SpA	Solar Fotovoltaica	ERNC	3	2018	2	IV Región
SIC	Santiago Solar	Santiago Solar	Solar Fotovoltaica	ERNC	98	2017	12	RM
SIC	Peralillo	Scotta Chile	Solar Fotovoltaica	ERNC	3	2018	1	VII Región
SIC	Arica Solar 1 etapa I	Sky Solar Group	Solar Fotovoltaica	ERNC	18	2018	10	XV Región
SIC	Arica Solar 1 etapa II	Sky Solar Group	Solar Fotovoltaica	ERNC	22	2018	10	XV Región
SING	Puerto Seco Solar	Solar Pack	Solar Fotovoltaica	ERNC	9	2017	7	II Región
SING	Calama Solar 1	Solarpack	Solar Fotovoltaica	ERNC	9	2017	2	II Región
SIC	El Pelicano	Sunpower	Solar Fotovoltaica	ERNC	100	2017	6	III Región
SIC	Las Turcas	Sybac	Solar Fotovoltaica	ERNC	3	2017	5	RM
SIC	El Queltehue	Sybac	Solar Fotovoltaica	ERNC	3	2017	7	RM
SIC	El Pilpén	Sybac	Solar Fotovoltaica	ERNC	3	2017	9	RM
SIC	El Cernícalo	Sybac	Solar Fotovoltaica	ERNC	3	2017	11	VIII Región
SIC	Los Gorriónes	Sybac	Solar Fotovoltaica	ERNC	3	2017	12	VII Región
SIC	El Pitío	Sybac	Solar Fotovoltaica	ERNC	3	2018	1	VII Región
SIC	Valle de la Luna 2	Tritec	Solar Fotovoltaica	ERNC	3	2017	7	RM

Fuente: CNE



02. CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN

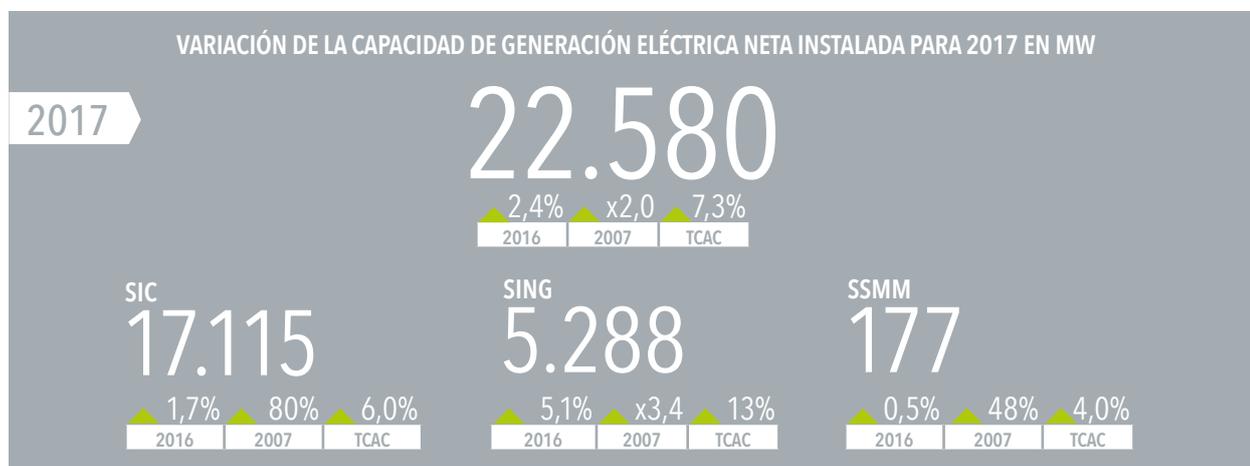
La capacidad instalada de generación eléctrica neta al año 2017 asciende a 22.580 MW. De estos, 17.115 MW (75,8%) corresponden al SIC y 5.228 MW (23,4%) al SING*. El restante 0,8% se reparte entre los Sistemas Eléctricos Medianos, respectivamente. El total de capacidad instalada al 2017 se categoriza en un 55% de termoelectricidad, 27% de hidroelectricidad convencional y 18% de ERNC.

Además de la capacidad de generación eléctrica neta instalada a diciembre de 2017, se registran 27 centrales de generación en prueba que en total alcanzan 490 MW, de los cuales el 86% son ERNC.

EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN ELÉCTRICA NETA INSTALADA POR SISTEMA ENTRE LOS AÑOS 2007 Y 2017 EN MW

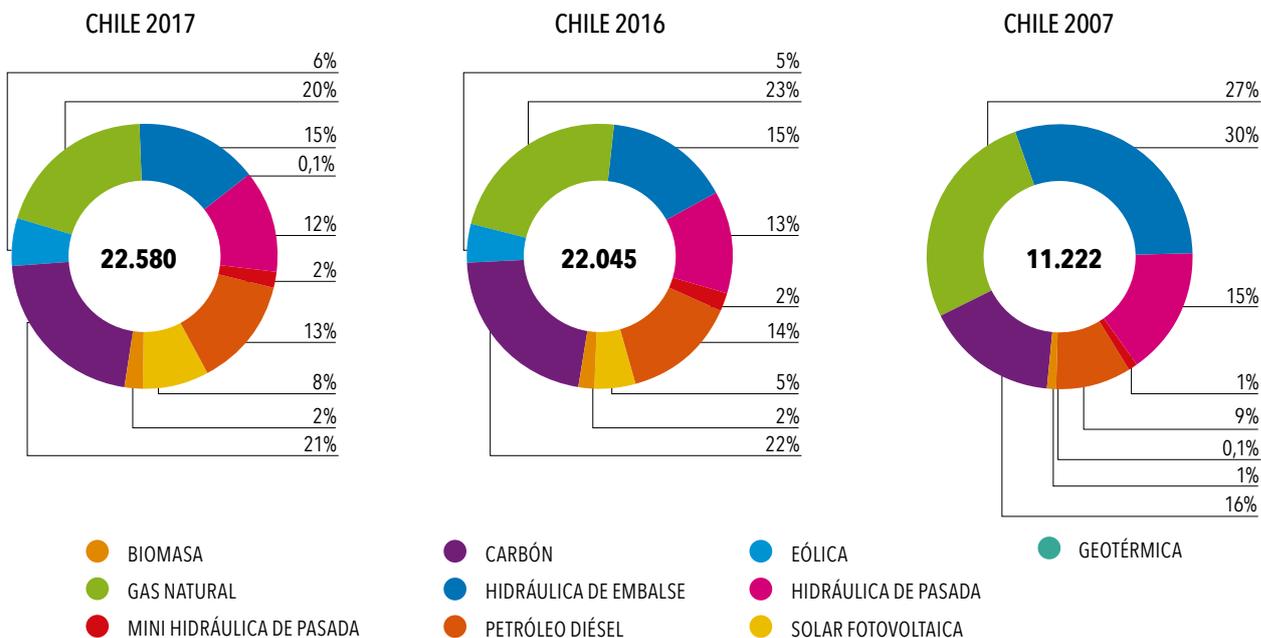


Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional



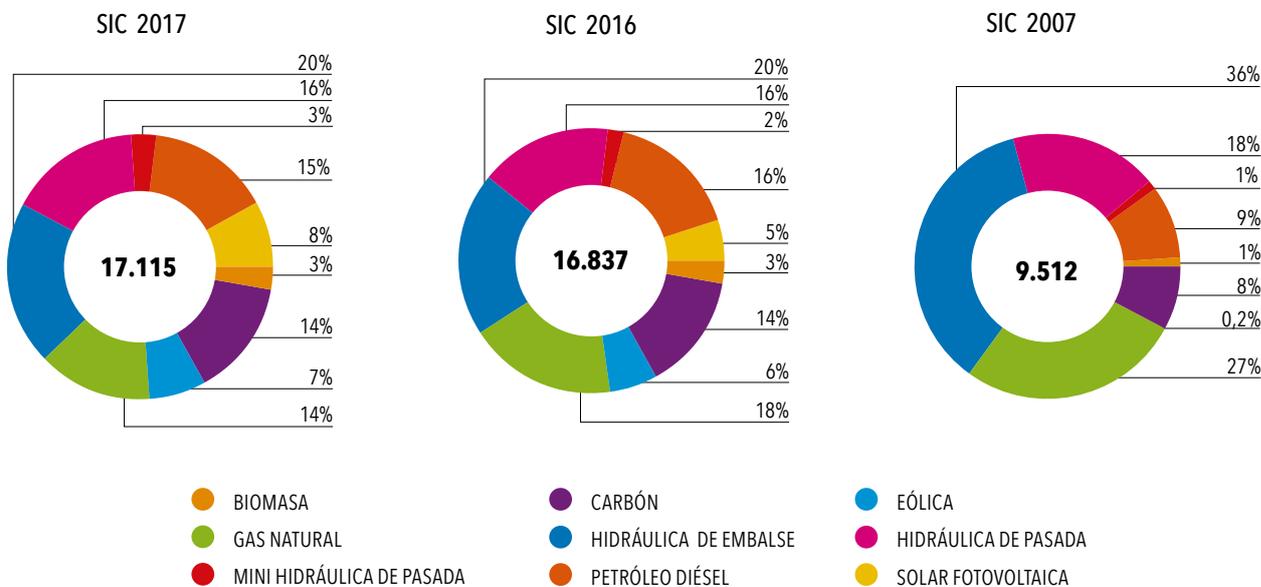
* La capacidad instalada del SING no considera en este total a la central de gas natural de 380 MW ubicada en Salta (Argentina), interconectada a este sistema.

TOTAL NACIONAL DE LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN ELÉCTRICA NETA INSTALADA POR TECNOLOGÍA EN MW



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

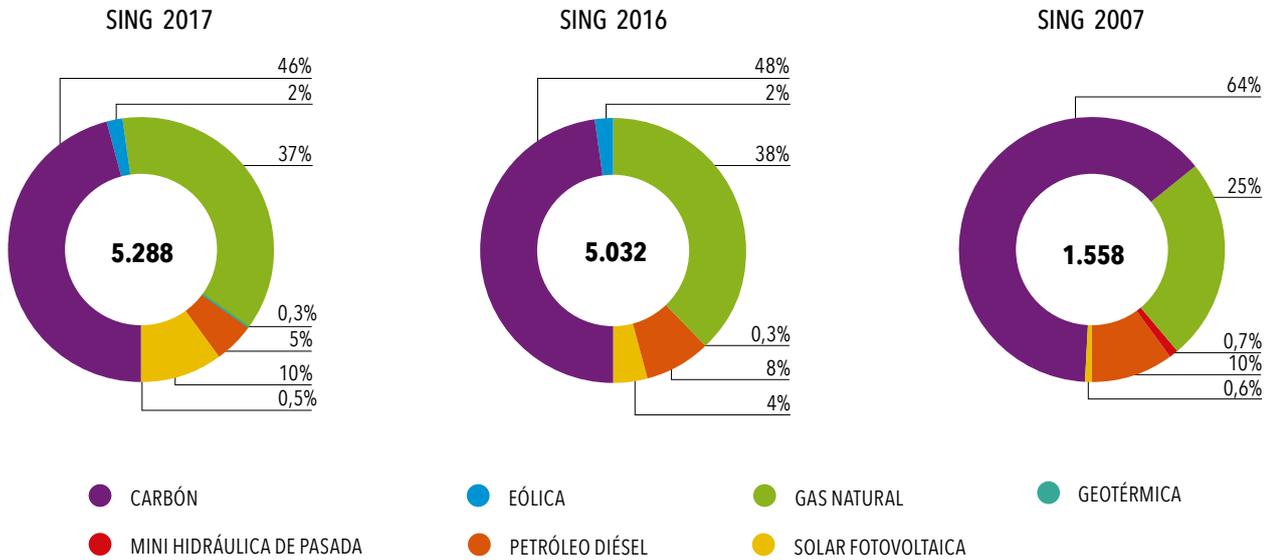
TOTAL SIC DE LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN ELÉCTRICA NETA INSTALADA POR TECNOLOGÍA EN MW



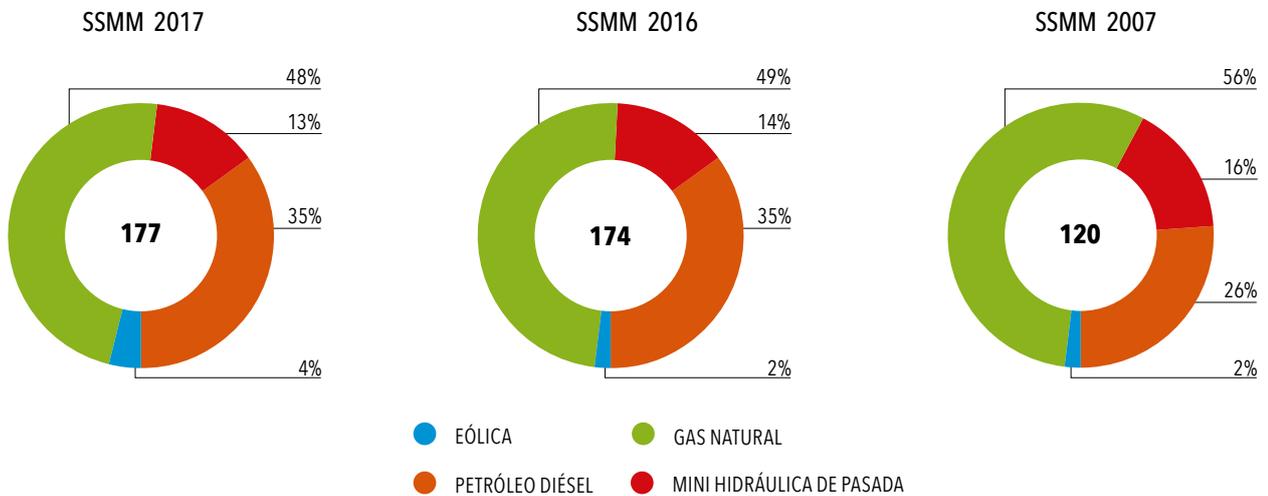
Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional



TOTAL SING DE LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN ELÉCTRICA INSTALADA POR TECNOLOGÍA EN MW



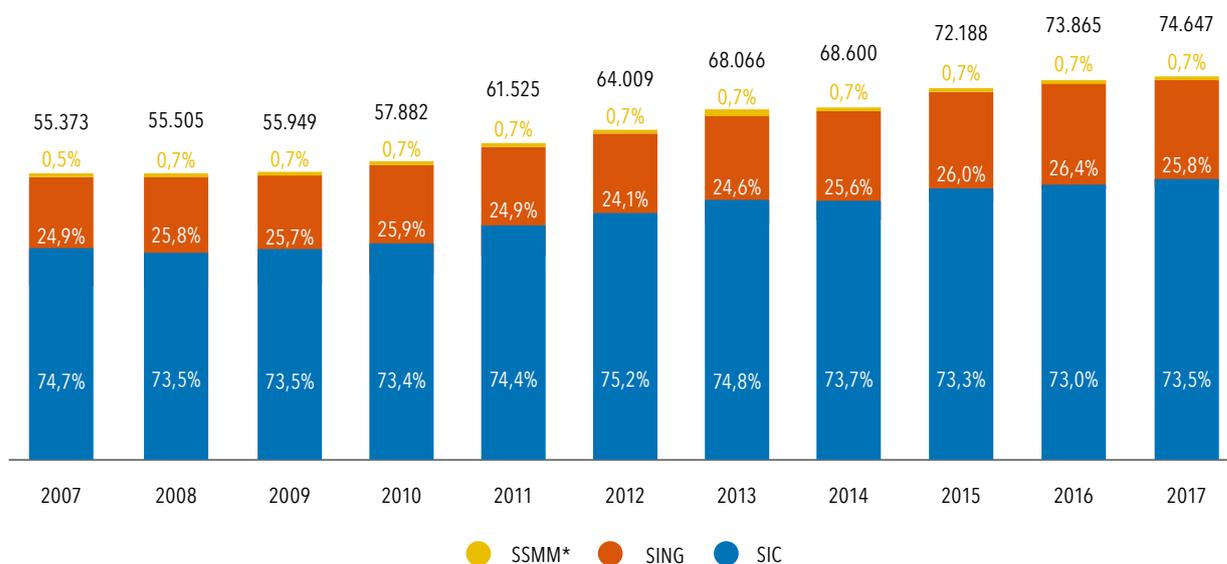
TOTAL SSMM, ISLA DE PASCUA Y LOS LAGOS, DE LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN ELÉCTRICA INSTALADA POR TECNOLOGÍA EN MW



03. GENERACIÓN ELÉCTRICA BRUTA

La generación eléctrica bruta durante el año 2017 en el SIC alcanzó un total de 54.894 GWh (que es el 73,5% del total generado) y se compone de un 46,2% termoelectricidad, 36,0% hidráulica convencional y un 17,8% ERNC. Por su parte, en el SING se generaron 19.242 GWh (25,8% del total) categorizados en un 88,9% termoelectricidad y un 11,1% ERNC. Los sistemas en conjunto (incluyendo los SSMM, Los Lagos e Isla de Pascua) alcanzaron un total de 74.647 GWh, lo que representó un aumento del 1,1% respecto al año 2016, con una tasa de crecimiento anual compuesta de 3,0% durante los últimos 10 años. Si observamos la composición por categoría, distinguimos 57,4% termoeléctrica, 26,7% hidráulica convencional y 16,0% ERNC.

EVOLUCIÓN DE GENERACIÓN ELÉCTRICA BRUTA POR SISTEMA ENTRE 2007-2017 EN GWh



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

VARIACIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA BRUTA EN CHILE SEGÚN SISTEMA INTERCONECTADO EN GWh

2017

74.647

1,1% 35% 3,0%
2016 2007 TCAC

SIC
54.894

1,8% 33% 2,9%
2016 2007 TCAC

SING
19.242

-1,2% 40% 3,4%
2016 2007 TCAC

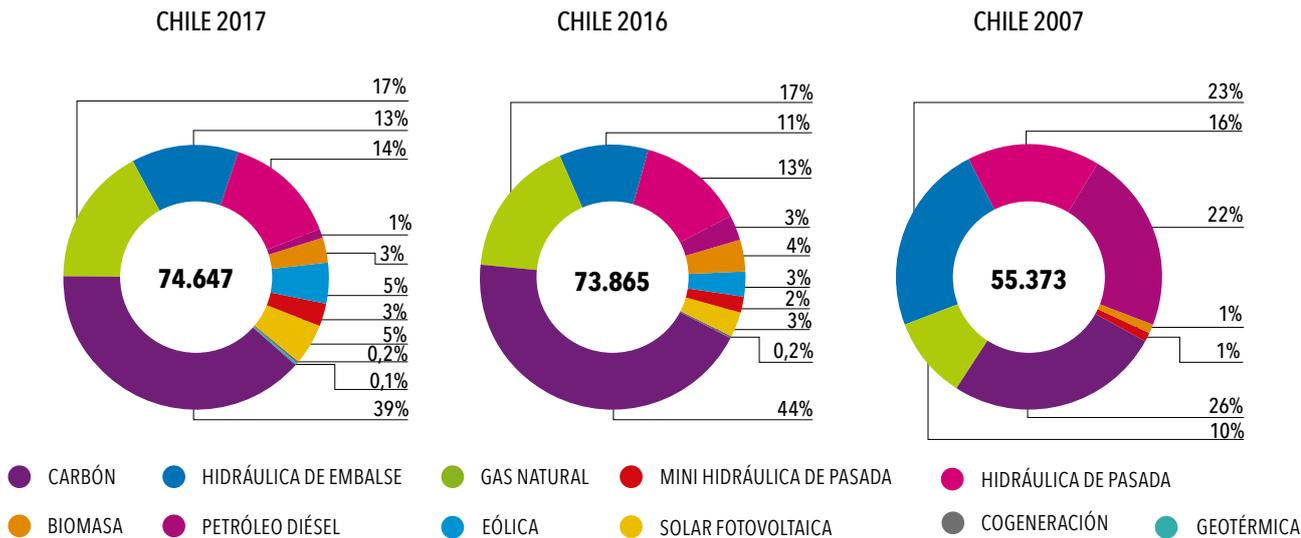
SSMM
511

3,2% x2,04 7,4%
2016 2007 TCAC

*En este caso, SSMM no incluye la generación bruta de energía en Isla de Pascua.

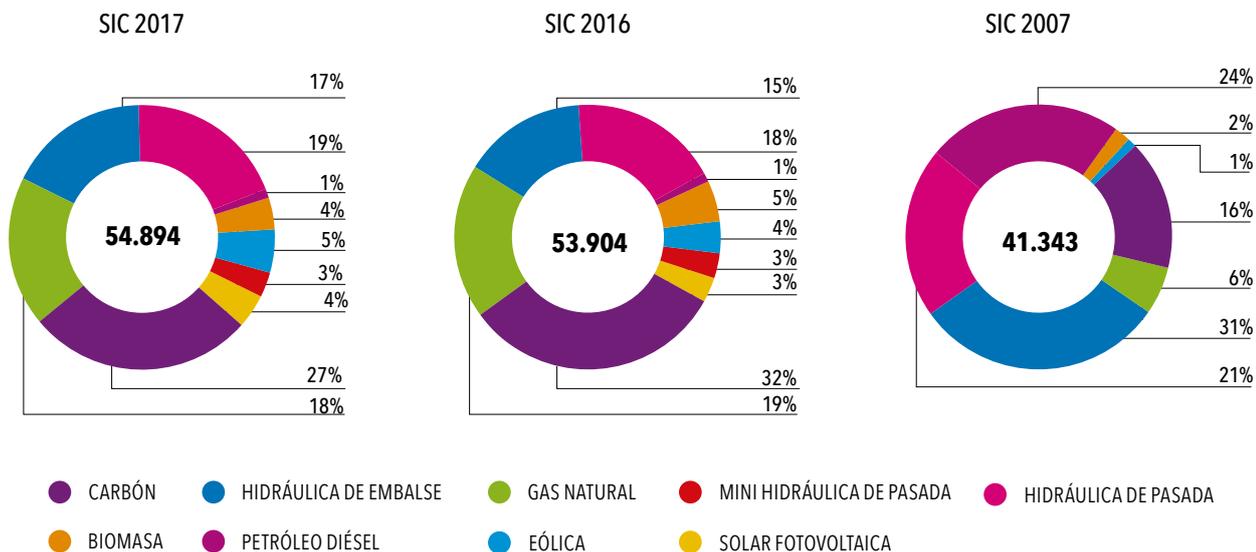


TOTAL NACIONAL DE GENERACIÓN ELÉCTRICA BRUTA POR TIPO DE TECNOLOGÍA EN GWh



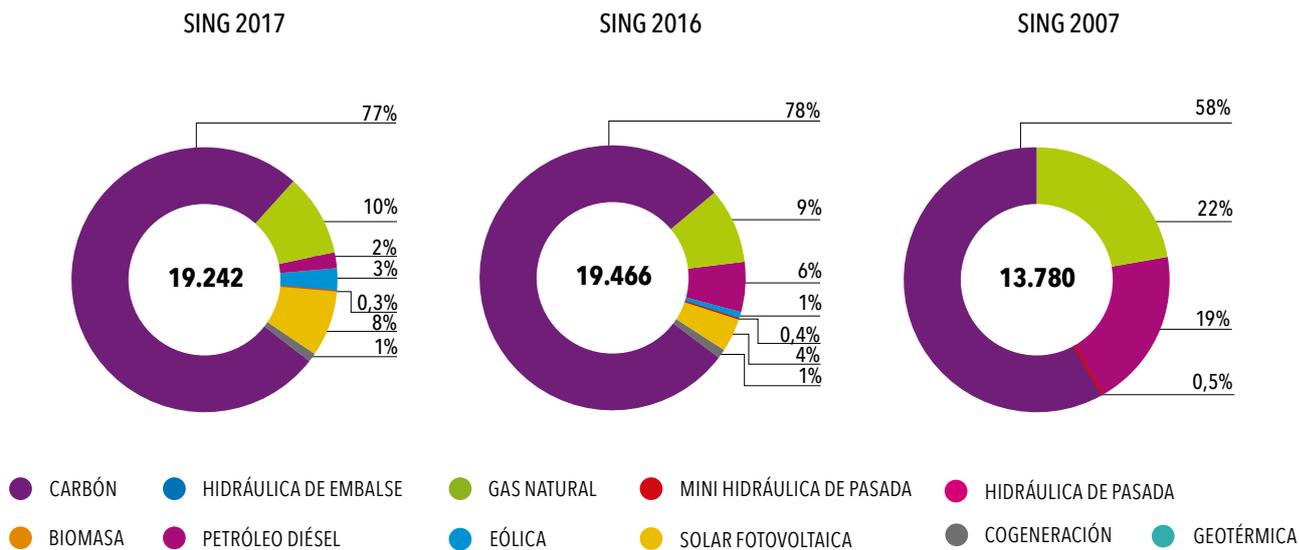
Fuente: Elaboración propia, a partir de información proporcionada por CDEC SIC, CDEC SING, EDELAYSÉN, EDELMAG, SAGESA

TOTAL SIC DE GENERACIÓN ELÉCTRICA BRUTA POR TIPO DE TECNOLOGÍA EN GWh



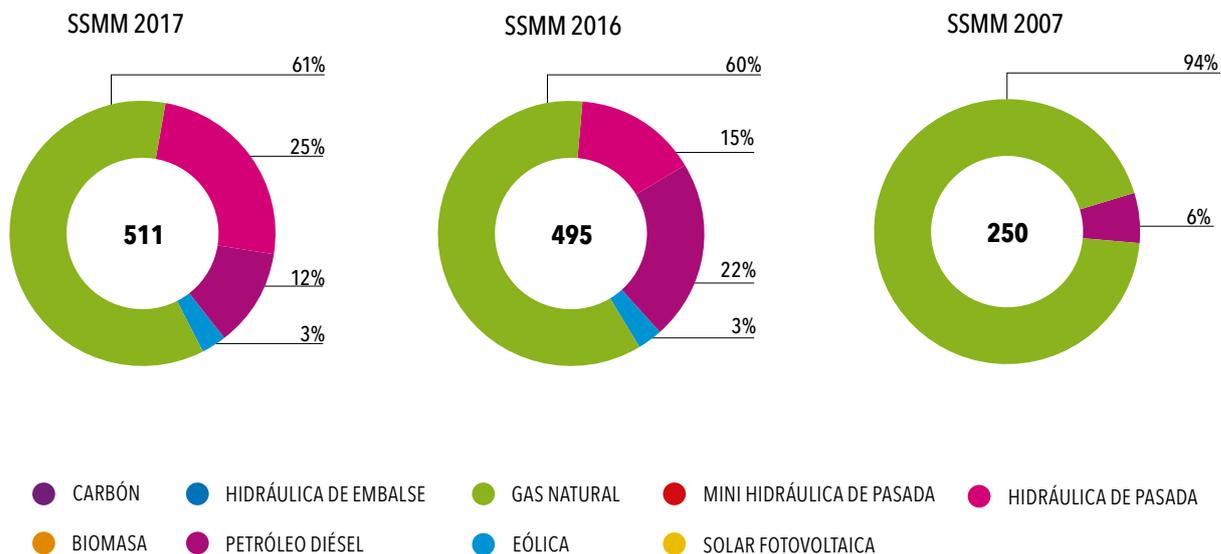
Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

TOTAL SING DE GENERACIÓN ELÉCTRICA BRUTA POR TIPO DE TECNOLOGÍA EN GWh



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

TOTAL SSMM DE GENERACIÓN ELÉCTRICA BRUTA POR TIPO DE TECNOLOGÍA EN GWh



Fuente: Elaboración propia, a partir de lo informado por EDELAYSÉN, EDELMAG, SAGESA



CUMPLIMIENTO DE LEYES N° 20.257 Y N° 20.698

A partir del 1 de enero de 2010 entraron en vigencia las exigencias impuestas por la Ley N°20.257 o “Ley ERNC”. Dicha norma legal, además de introducir la definición de Energías Renovables No Convencionales y establecer las tecnologías que son englobadas por esta categoría, define una exigencia respecto de los retiros realizados por empresas de generación para servir sus contratos de suministro, ya sean estos con un cliente libre o con empresas de distribución, teniendo que acreditar un porcentaje de inyección ERNC en el origen de dicha energía. Este porcentaje o cuota sigue un crecimiento anual que se presenta en la tabla.

Para cumplir con el requerimiento legal, las empresas podrán respaldar la inyección ERNC a partir de centrales propias bajo esta categoría o las de terceros, teniendo en cuenta que se considerarán solo aquellas que se hayan interconectado a uno de los sistemas eléctricos mayores con posterioridad al 01 de enero de 2007 o, bien, que hayan realizado ampliaciones en la capacidad instalada de la central a partir de la fecha señalada.

**TABLA EXIGENCIAS ESTABLECIDAS
POR LAS LEYES 20.257 Y 20.698**

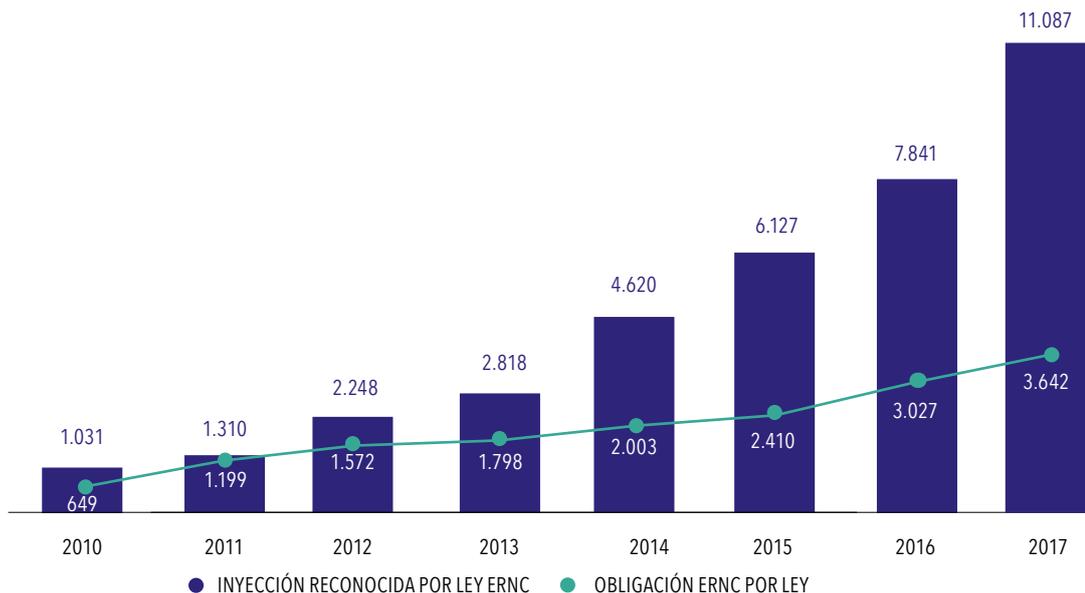
AÑO	LEY 20.257	LEY 20.698
2010	5,0%	-
2011	5,0%	-
2012	5,0%	-
2013	5,0%	5,0%
2014	5,0%	6,0%
2015	5,5%	7,0%
2016	6,0%	8,0%
2017	6,5%	9,0%
2018	7,0%	10,0%
2019	7,5%	11,0%
2020	8,0%	12,0%
2021	8,5%	13,5%
2022	9,0%	15,0%
2023	9,5%	16,5%
2024	10,0%	18,0%
2025	10,0%	20,0%

Fuente: Ministerio de Energía

Posteriormente, y conforme a los lineamientos del ente regulador en materias de energía, se promulga en octubre de 2013 la Ley N° 20.698, la cual también se conoce como “Ley 20/25”. Realiza cambios sobre las cuotas fijadas por su antecesora, aumentando las exigencias sobre las empresas generadoras que realizan retiros (ver Tabla 1). Los crecimientos definidos en aquel cuerpo legal establecen que al año 2025, los retiros deberán acreditar un 20% de contenido ERNC.

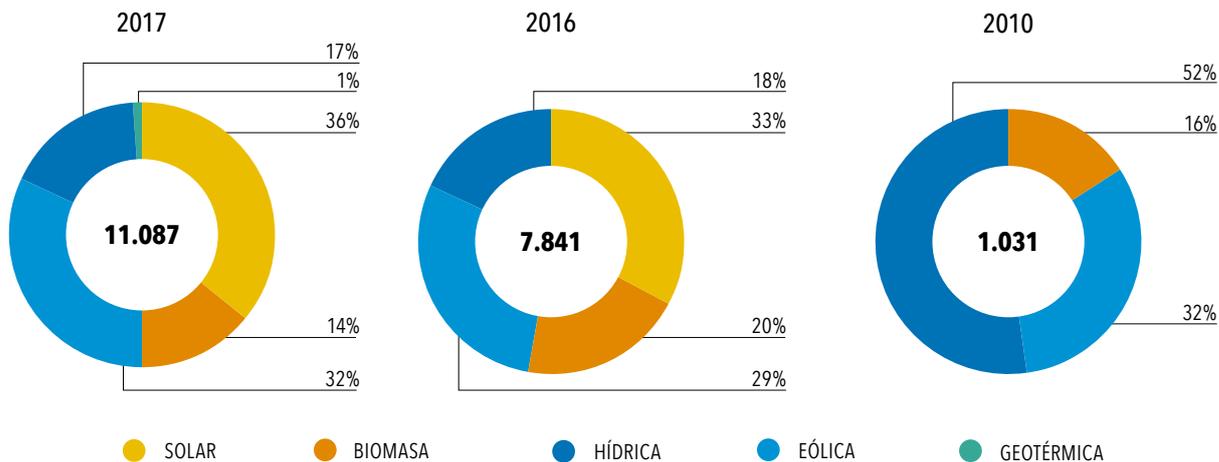
Luego de siete años de aplicación de las exigencias, se observa que hay un cumplimiento sostenido de esta y que es ampliamente superado por las inyecciones de las centrales ERNC reconocidas por la ley.

EVOLUCIÓN DE INYECCIÓN DE ERNC DESDE VIGENCIA DE LA LEY 20.257 EN GWh



Fuente: Ministerio de Energía

TOTAL DE INYECCIÓN DE ERNC DESDE VIGENCIA DE LA LEY 20.257 POR TECNOLOGÍA EN GWh



Fuente: Ministerio de Energía

VARIACIÓN INYECCIÓN ERNC DESDE VIGENCIA LEY 20.257 EN GWh

2017

INYECCIÓN ERNC GWh

7.841

28% x6,61 40%
2016 2007 TCAC

OBLIGACIÓN LEY 20.257 GWh

3.027

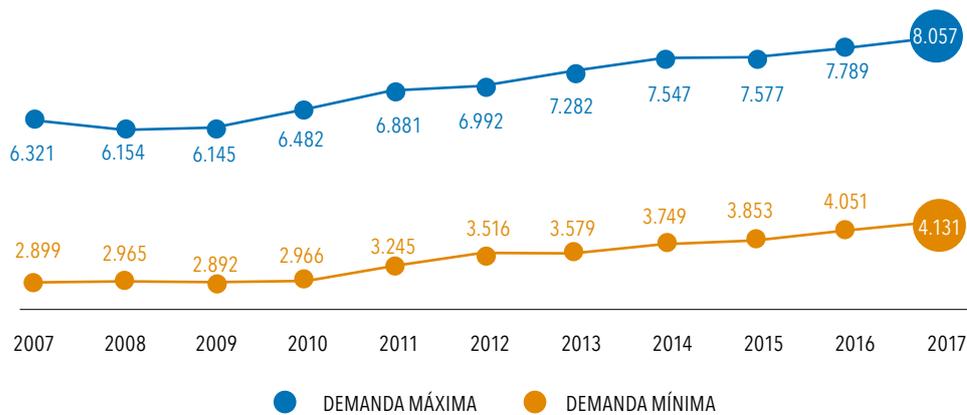
26% x3,66 29%
2016 2007 TCAC



04. DEMANDAS ANUALES

En el año 2017, la demanda máxima horaria en el SIC se registró el día 21 de diciembre, alcanzando los 8.057 MW, siendo un 3,4% mayor que la registrada el año 2016 (esta última del 20 de enero). Por otra parte, se observa una Tasa de Crecimiento Anual Compuesta de 2,5% desde el 2007. Por su parte, la demanda mínima del año fue de 4.131 MW, el día 1 de enero de 2017, con una TCAC de 3,6% desde el 2007.

EVOLUCIÓN DEMANDA HORARIA SIC EN MW



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

VARIACIÓN DEMANDA HORARIA SIC MW

2017

DEMANDA MÁXIMA

8.057

3,4% 27% 2,5%
2016 2007 TCAC

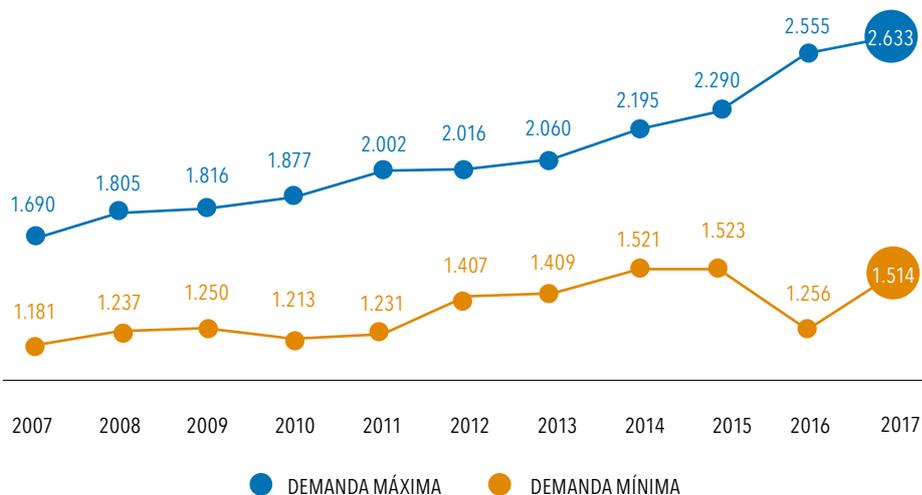
DEMANDA MÍNIMA

4.131

2,0% 42% 3,6%
2016 2007 TCAC

En el año 2017, la demanda máxima horaria en el SING se registró el día 22 de octubre, alcanzando los 2.633 MW, siendo un 3,0% mayor que la registrada el año 2016 (del 15 de febrero). Para los últimos 10 años, la tasa de crecimiento anual compuesto es de 4,5%. Por su parte, la demanda mínima del año fue de 1.514 MW, el día 6 de marzo del 2017; fue un 21% mayor al 2016 y con una TCAC de 2,5% desde el 2007.

EVOLUCIÓN DEMANDA HORARIA SING EN MW



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

VARIACIÓN DEMANDA HORARIA SING MW

2017

DEMANDA MÁXIMA

2.633

3,0% 56% 4,5%
2016 2007 TCAC

DEMANDA MÍNIMA

1.514

21% 28% 2,5%
2016 2007 TCAC



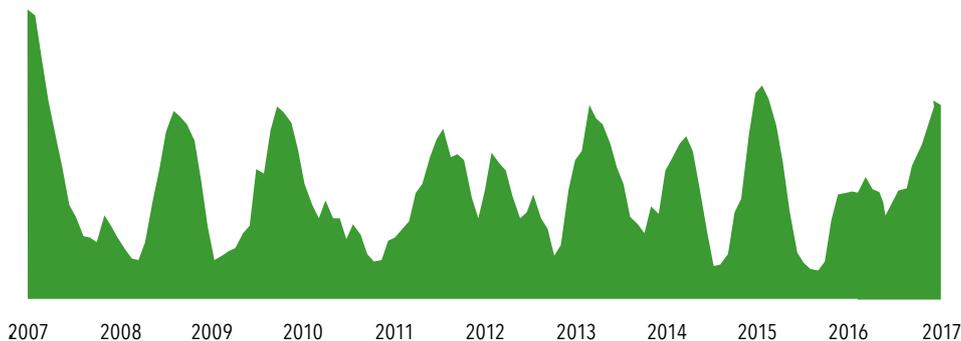
05. HIDROLOGÍA

La característica hidrotérmica del Sistema Interconectado Central, en el cual coexisten grandes centrales de embalse con restricciones de regulación entre períodos de tiempo con otras tecnologías, trae el gran desafío de optimizar la utilización del agua embalsada para 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 son los niveles de las cotas de los embalses y las precipitaciones en las zonas de control del Coordinador Eléctrico Nacional.

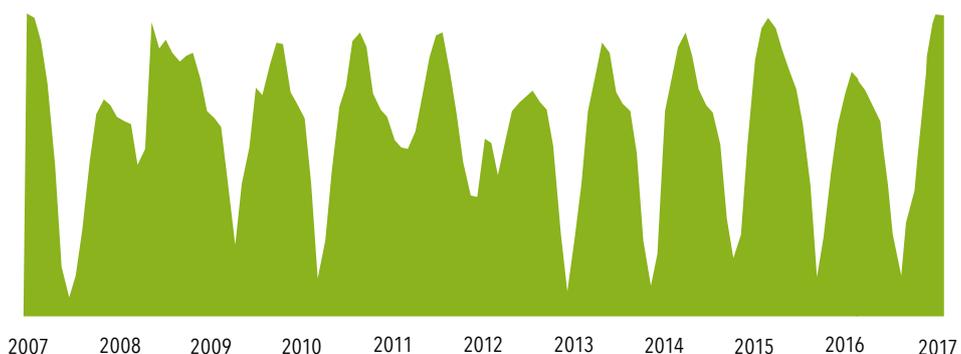
COTAS DE EMBALSES m.s.n.m.

De acuerdo con la información enviada por el CDEC SIC, se presenta la información técnica y las cotas finales –en metros sobre el nivel del mar (m.s.n.m.) –para los principales embalses, lagos y lagunas. A continuación presentamos la evolución para el periodo comprendido entre 2007 y 2017.

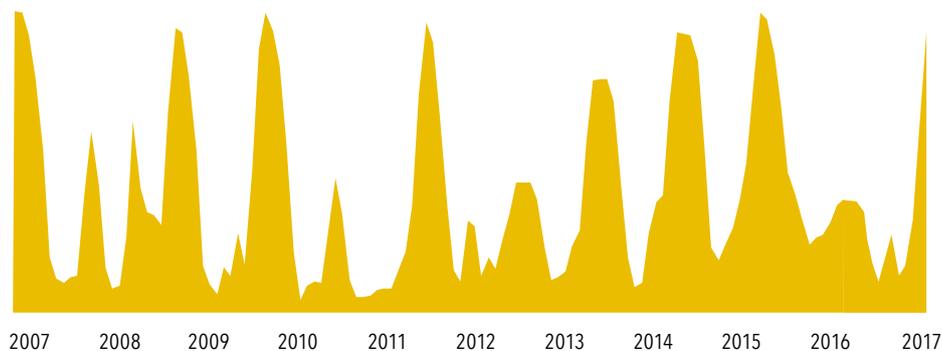
EVOLUCIÓN EMBALSE CHAPO



EVOLUCIÓN EMBALSE COLBÚN



EVOLUCIÓN LAGUNA LA INVERNADA



1.292,6

▼-0,4% ▼-0,5% ▼-0,05%

2016 2007 TCAC

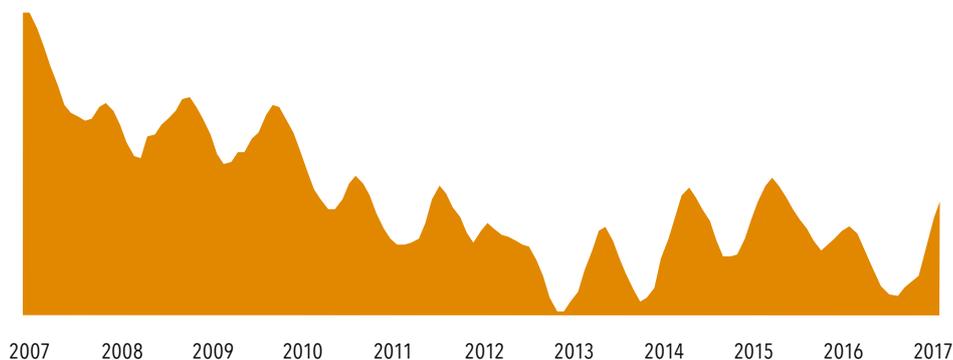
COTA COTA VOLUMEN DE

MÍNIMA MÁXIMA REGULACIÓN

1.280 1.319 179

m.s.n.m. m.s.n.m. hm³

EVOLUCIÓN LAGO LAJA



1.312,1

▼-0,5% ▼-2,0% ▼-0,2%

2016 2007 TCAC

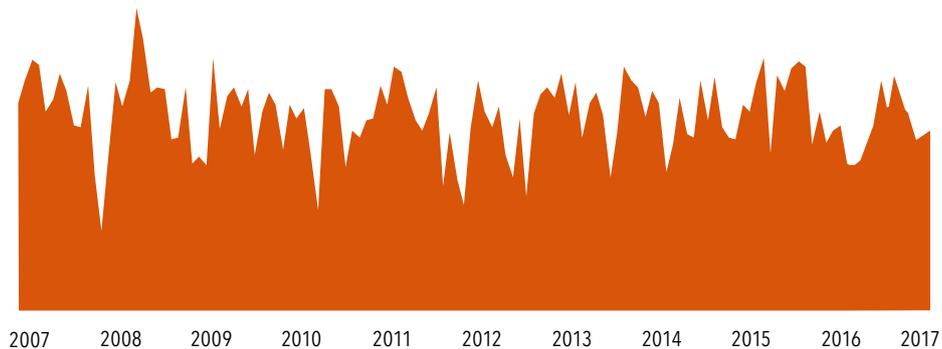
COTA COTA VOLUMEN DE

MÍNIMA MÁXIMA REGULACIÓN

1.308,5 1.369 5.071

m.s.n.m. m.s.n.m. hm³

EVOLUCIÓN EMBALSE MACHICURA



256,7

0,0% ▼-0,1% ▼-0,01%

2016 2007 TCAC

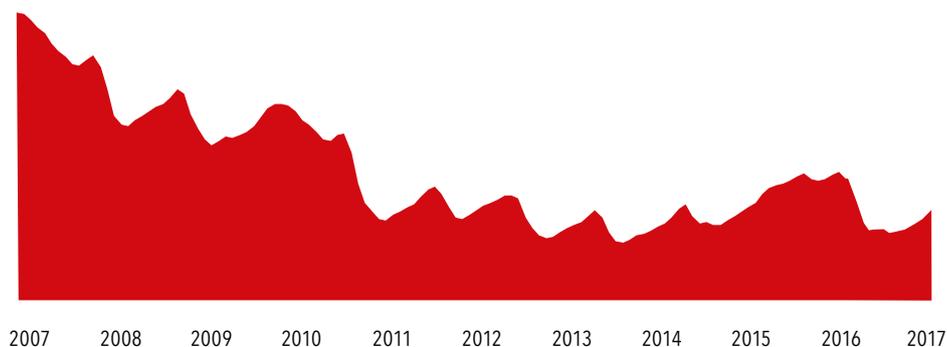
COTA COTA VOLUMEN DE

MÍNIMA MÁXIMA REGULACIÓN

255,5 258 10,3

m.s.n.m. m.s.n.m. hm³

EVOLUCIÓN EMBALSE MAULE



2.158,7

▼-0,2% ▼-0,9% ▼-0,09%

2016 2007 TCAC

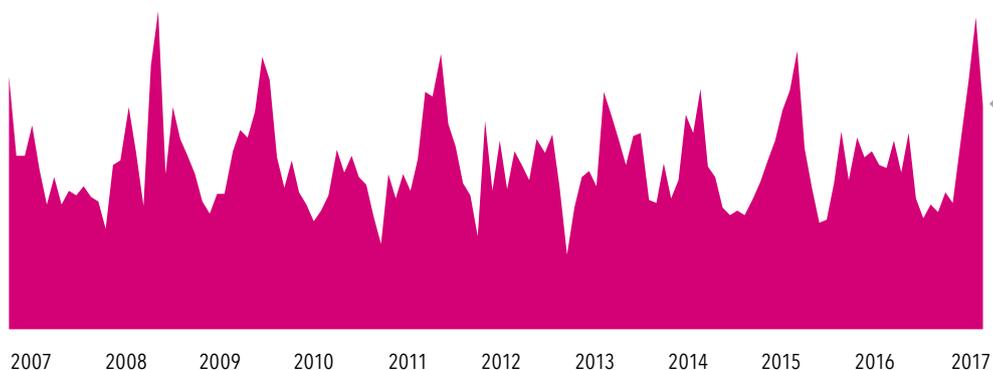
COTA COTA VOLUMEN DE

MÍNIMA MÁXIMA REGULACIÓN

2.152,1 2.180 1.416

m.s.n.m. m.s.n.m. hm³

EVOLUCIÓN EMBALSE MELADO

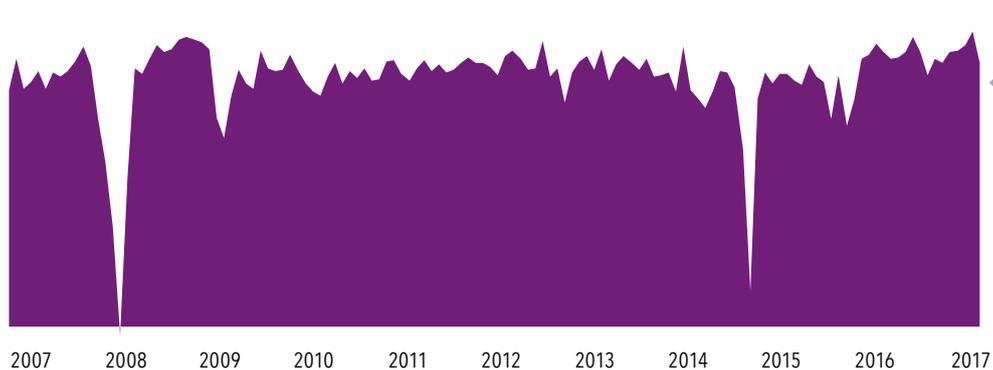


644,0

0,1%	0,1%	0,01%
2016	2007	TCAC

COTA MÍNIMA	COTA MÁXIMA	VOLUMEN DE REGULACIÓN
639,5	648	33
m.s.n.m.	m.s.n.m.	hm ³

EVOLUCIÓN EMBALSE PANGUE

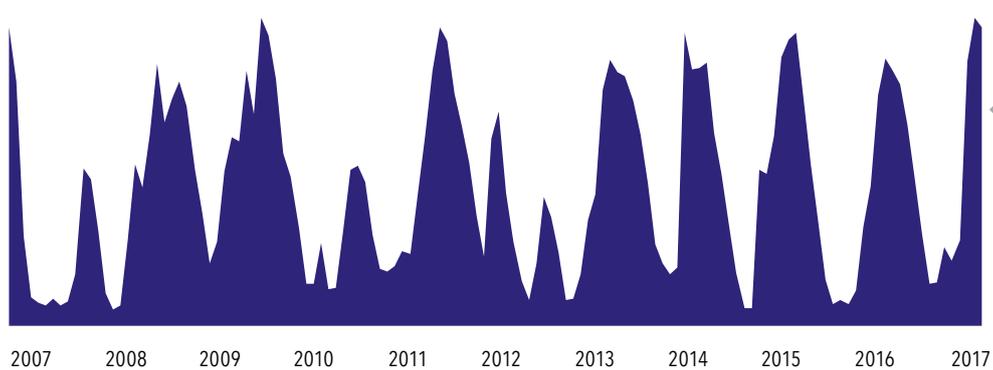


508,8

0,1%	0,1%	0,01%
2016	2007	TCAC

COTA MÍNIMA	COTA MÁXIMA	VOLUMEN DE REGULACIÓN
501	510,5	41,15
m.s.n.m.	m.s.n.m.	hm ³

EVOLUCIÓN EMBALSE RALCO

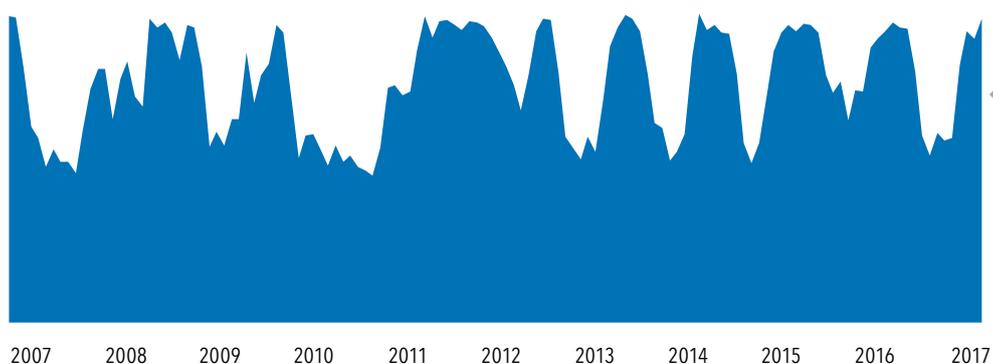


707,6

0,6%	1,0%	0,1%
2016	2007	TCAC

COTA MÍNIMA	COTA MÁXIMA	VOLUMEN DE REGULACIÓN
692	725	800
m.s.n.m.	m.s.n.m.	hm ³

EVOLUCIÓN EMBALSE RAPEL



102,9

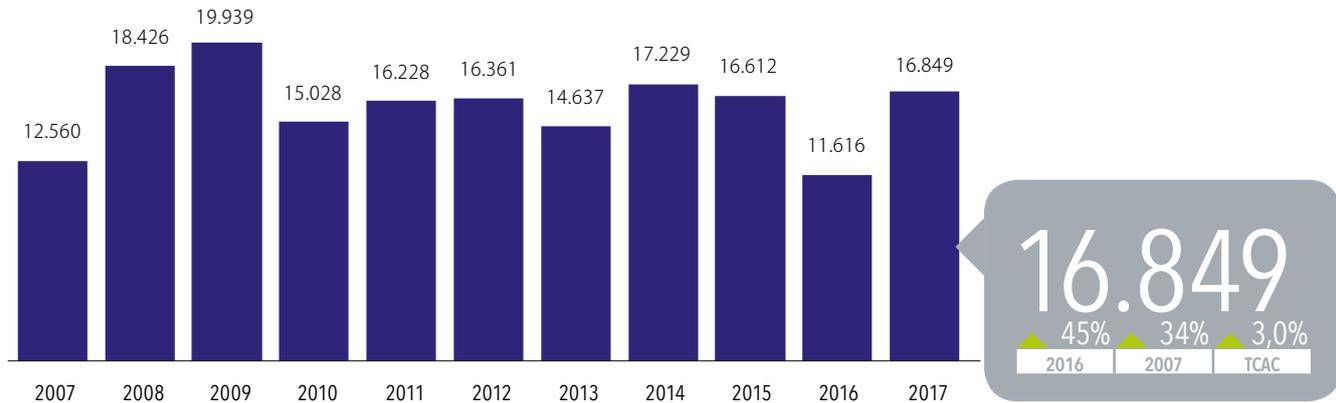
-0,5%	0,8%	0,08%
2016	2007	TCAC

COTA MÍNIMA	COTA MÁXIMA	VOLUMEN DE REGULACIÓN
97	107	435
m.s.n.m.	m.s.n.m.	hm ³

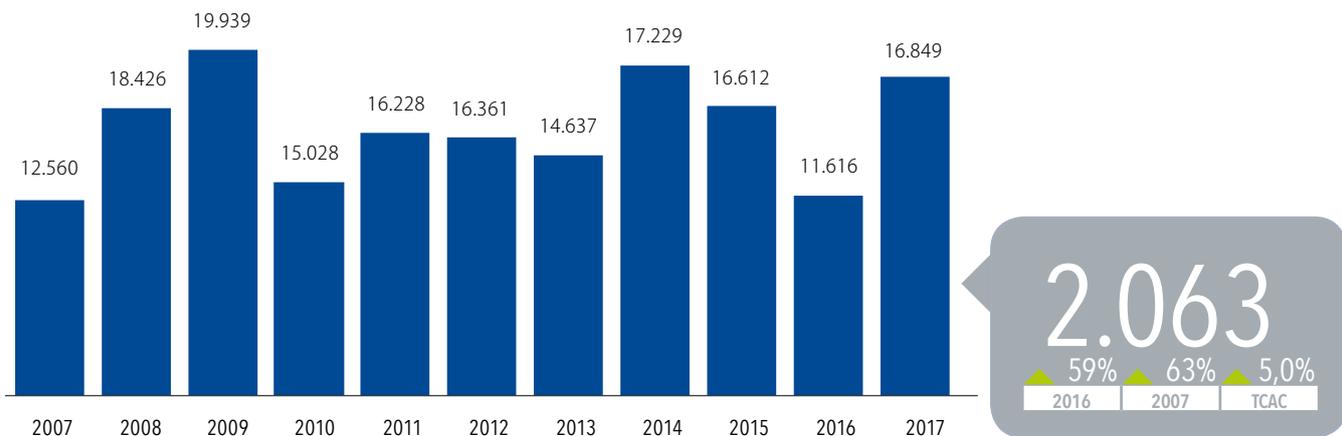
PRECIPITACIONES mm

En línea con la información hidrológica aportada por el CDEC SIC, se presenta la evolución de los últimos 10 años de las precipitaciones en los puntos de medición a lo largo del territorio nacional. En este caso se muestra el total en mm acumulados en el año según corresponda.

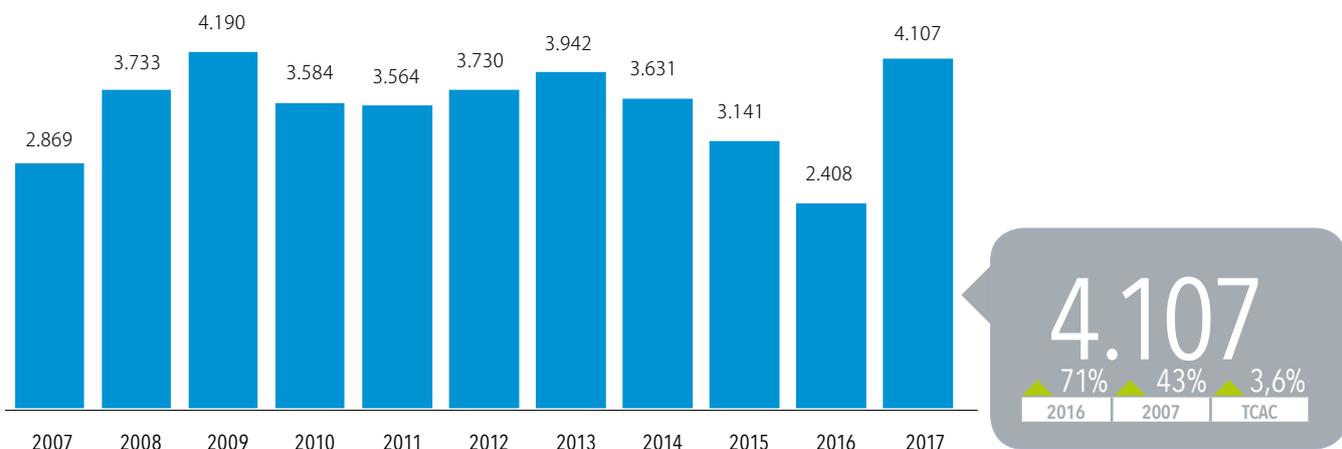
TOTAL



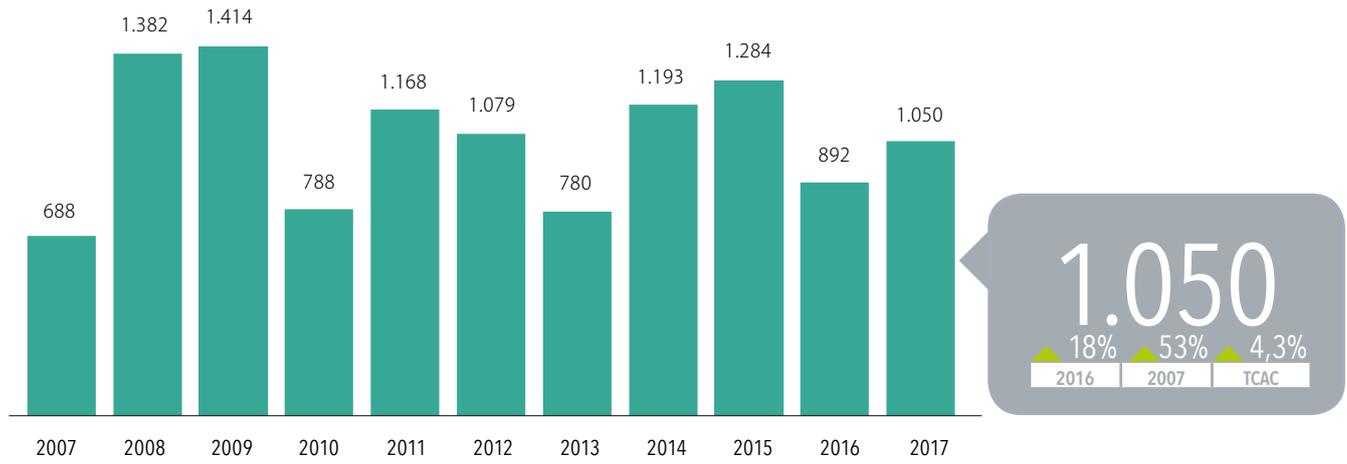
ABANICO



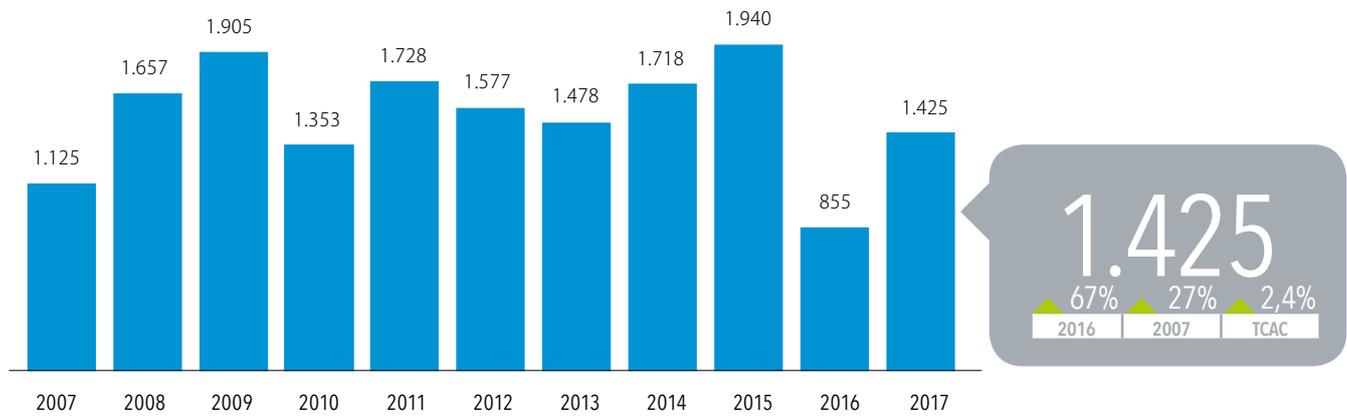
CANUTILLAR



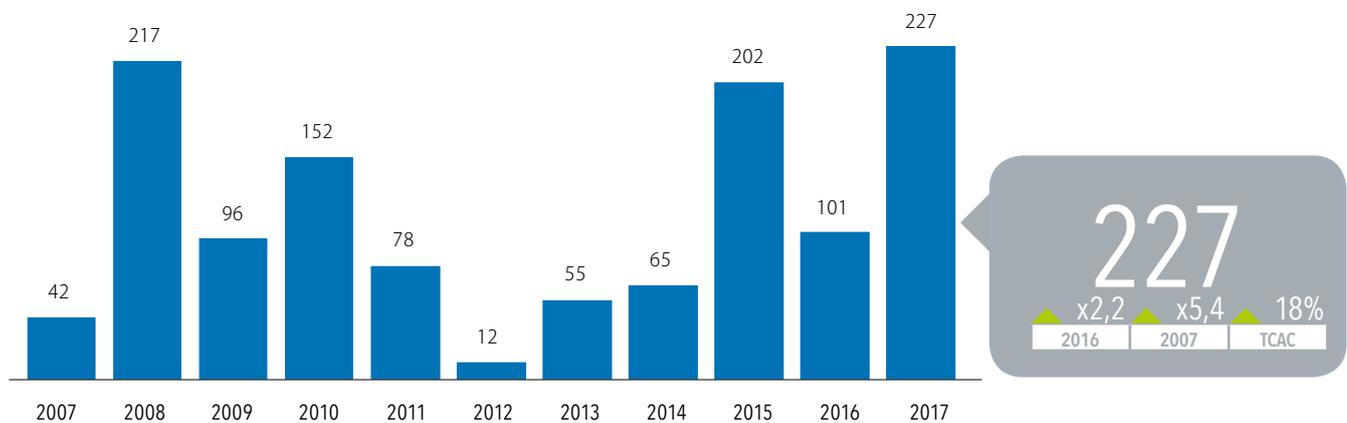
CIPRESES



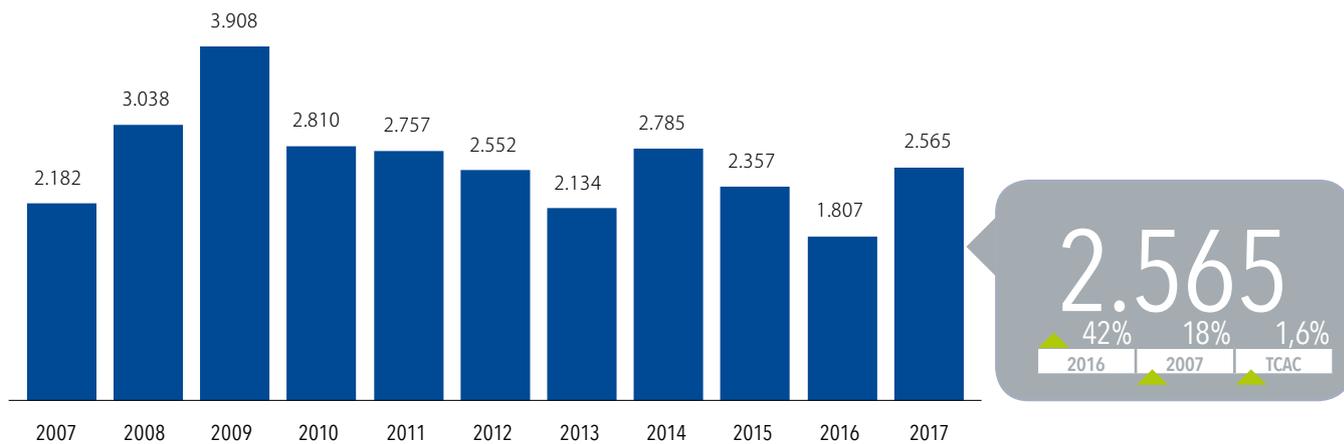
COLBÚN



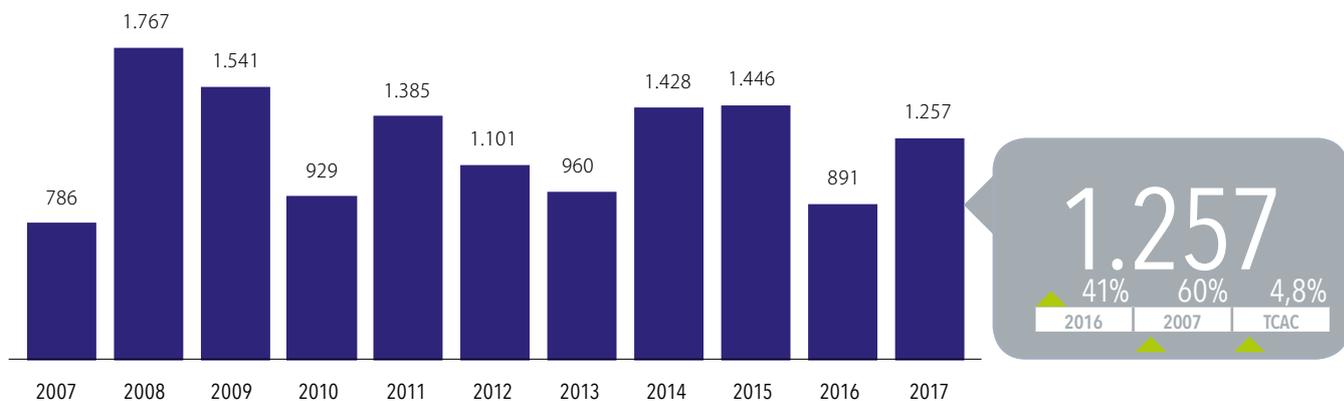
MOLLES



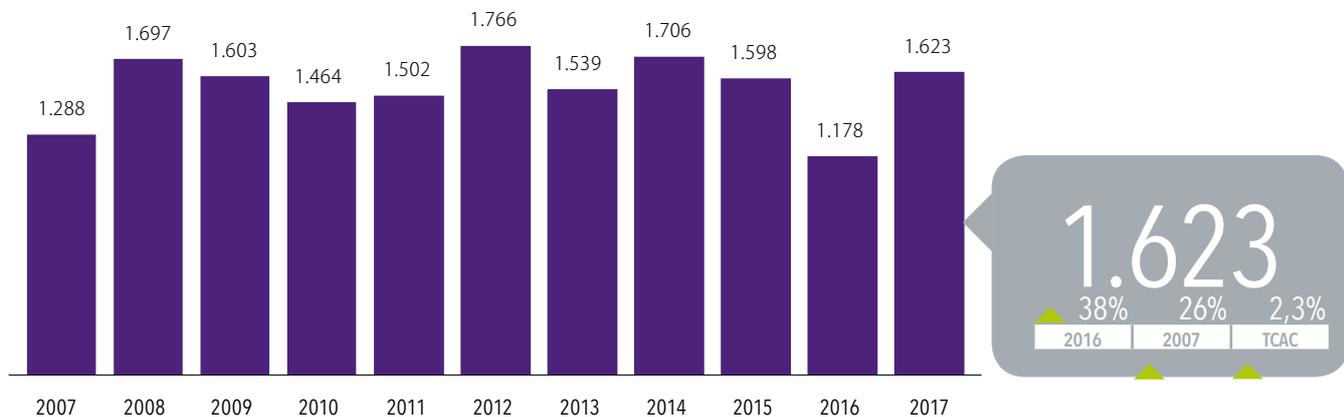
PANGUE



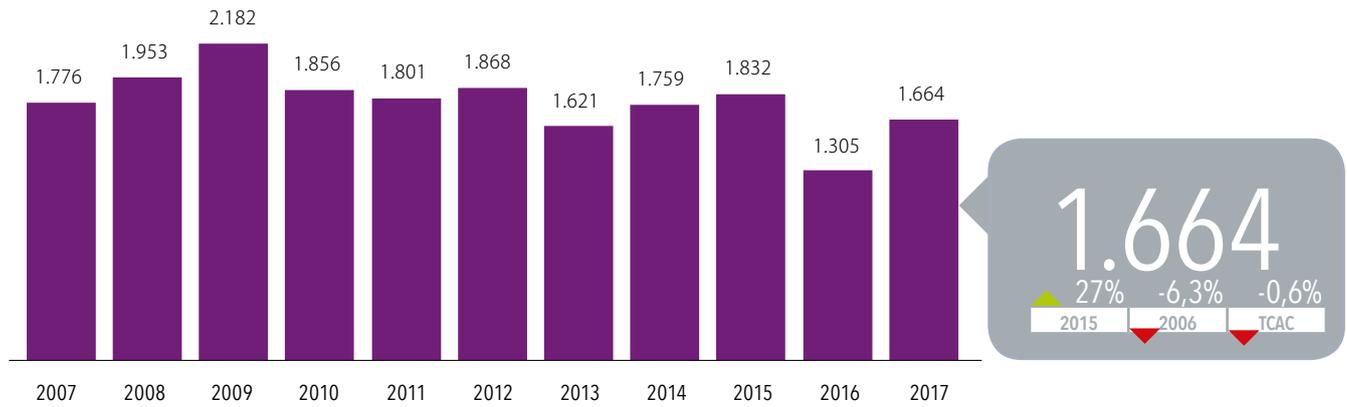
PEHUENCHE



PILMAIQUÉN



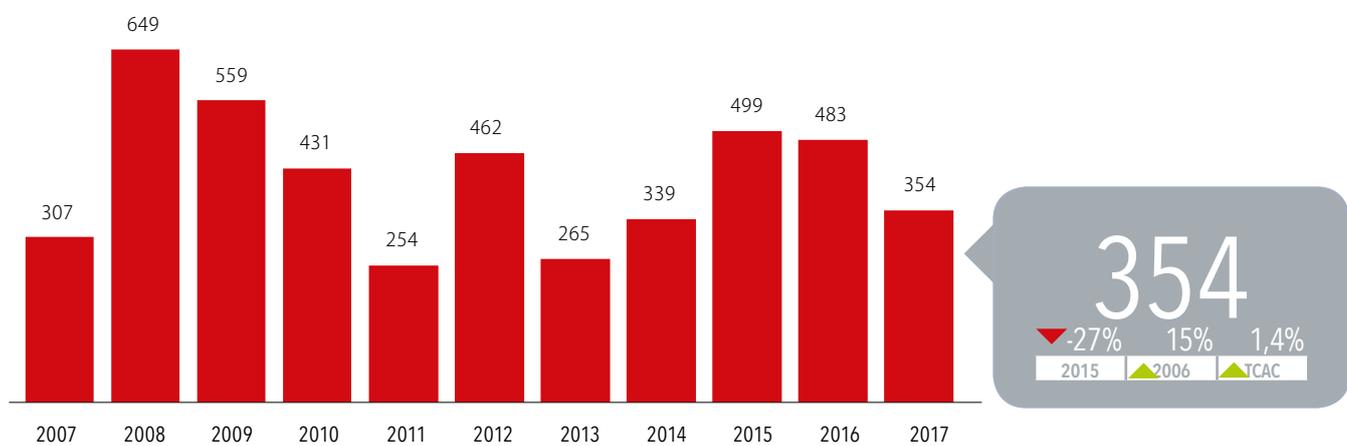
PULLINQUE



RAPEL



SAUZAL



06. PROYECTOS DE TRANSMISIÓN EN CONSTRUCCIÓN

De acuerdo con lo indicado en el artículo 72-17° de la LGSE, son consideradas instalaciones en construcción aquellas instalaciones de transmisión que hayan solicitado a la Comisión su declaración en construcción de acuerdo con lo establecido en el mencionado artículo y que, cumpliendo con las exigencias legales y reglamentarias correspondientes, sean declaradas en construcción mediante su incorporación en la resolución exenta que la Comisión dicte para tales efectos.

TABLA DETALLE DE LOS PROYECTOS DE TRANSMISIÓN EN CONSTRUCCIÓN A 2017

PROYECTO	DECRETO PLAN DE EXPANSIÓN	FECHA DE INTERCONEXIÓN SEGÚN DECRETO	RESPONSABLE
AMPLIACIÓN DE CONEXIONES AL INTERIOR DE LA SE CRUCERO PARA LA REUBICACIÓN A SE NUEVA CRUCERO ENCUENTRO	158/2015	JUN-19	ENGIE ENERGÍA CHILE S.A.
AMPLIACIÓN SE CARDONES 220 KV	158/2015	OCT-17	TRANSELEC S.A.
AMPLIACIÓN SE CARRERA PINTO 220 KV	158/2015	OCT-17	TRANSELEC S.A.
AMPLIACIÓN SE NUEVA CRUCERO ENCUENTRO	158/2015	JUN-19	SOCIEDAD AUSTRAL DE TRANSMISIÓN TRONCAL S.A.
AMPLIACIÓN SE SAN ANDRÉS 220 KV	158/2015	ABR-17	SAN ANDRÉS SPA
AMPLIACIÓN SE TEMUCO 220 KV	158/2015	JUL-17	TRANSELEC S.A.
AMPLIACIÓN Y CAMBIO DE CONFIGURACIÓN EN SE CÓNDORES 220 KV	373/2016	NOV-18	TRANSEMEL
AMPLIACIÓN Y CAMBIO DE CONFIGURACIÓN EN SE MAIPO 220 KV	373/2016	NOV-18	COLBÚN S.A.
AMPLIACIÓN Y CAMBIO DE CONFIGURACIÓN EN SE MELIPULLI 220 KV	373/2016	NOV-18	STS
AMPLIACIÓN Y CAMBIO DE CONFIGURACIÓN EN SE PARINACOTA 220 KV	373/2016	NOV-18	TRANSEMEL
AMPLIACIÓN Y CAMBIO DE CONFIGURACIÓN EN SE POZO ALMONTE 220 KV	373/2016	NOV-18	E-CL
AUMENTO DE CAPACIDAD DE BARRAS EN SE ENCUENTRO 220 KV	373/2016	MAR-18	TRANSELEC S.A.
AUMENTO DE CAPACIDAD DE LA LÍNEA 1X220 KV CARDONES - CARRERA PINTO - DIEGO DE ALMAGRO	158/2015	MAR-18	TRANSELEC S.A.
BANCO AUTOTRANSFORMADORES SE NUEVA MAITENCILLO 500/220 KV, 750 MVA	13T/2014	ENE-18	INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A.
BANCO AUTOTRANSFORMADORES SE NUEVA PAN DE AZÚCAR, 500/220 KV, 750 MVA	13T/2014	ENE-18	INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A.
CAMBIO DE INTERRUPTORES 52J23 Y 52J3 EN SE CHARRÚA 220 KV	158/2015	OCT-17	TRANSELEC S.A.
CAMBIO DE INTERRUPTORES 52J3 Y 52J10 EN SE ALTO JAHUEL 220 KV	158/2015	OCT-17	COLBÚN TRANSMISIÓN S.A.
CAMBIO DE INTERRUPTORES 52JS, 52JCE1, 52J6, 52JZ3 Y 52J7 EN SE ALTO JAHUEL 220 KV	158/2015	OCT-17	TRANSELEC S.A.
CAMBIO DE INTERRUPTORES 52JT5, 52JT6 Y 52J15 EN SE CHARRÚA 220 KV	158/2015	OCT-17	TRANSELEC S.A.
CAMBIOS DE TTCC LÍNEAS 1X220 KV ENCUENTRO - EL TESORO Y EL TESORO - ESPERANZA	373/2016	MAY-18	MINERA EL TESORO - MINERA ESPERANZA
EXTENSIÓN LÍNEAS 2X220 KV CRUCERO-LAGUNAS PARA REUBICACIÓN DE CONEXIONES DESDE SE CRUCERO A SE NUEVA CRUCERO ENCUENTRO	158/2015	JUN-19	TRANSELEC S.A.
INCORPORACIÓN DE PAÑO DE LÍNEA 1 X220 KV TARAPACÁ - CÓNDORES EN SE CÓNDORES	373/2016	JUL-18	TRANSELEC S.A.
INCORPORACIÓN DE PAÑO DE LÍNEA 1X220 KV CÓNDORES - PARINACOTA EN SE PARINACOTA	373/2016	JUN-18	TRANSELEC S.A.
LÍNEA 2X500 KV PICHIRROPULLI - NUEVA PUERTO MONTT, ENERGIZADA EN 220 KV	20T/2015	JUL-21	TRANSELEC HOLDING RENTAS LTDA.
LÍNEA MEJILLONES - CARDONES (*)	23T/2015	AGO-17	TRANSMISORA ELÉCTRICA DEL NORTE S.A.
NORMALIZACIÓN CONEXIÓN DE PAÑO DE LÍNEA 1X220 LABERINTO - EL COBRE EN SE LABERINTO 220 KV	373/2016	NOV-18	E-CL
NORMALIZACIÓN CONEXIÓN DE PAÑO DE LÍNEA 2X220 CRUCERO - LABERINTO: CIRCUITO 1 EN SE LABERINTO 220 KV	373/2016	NOV-18	ANGAMOS
NORMALIZACIÓN CONEXIÓN DE PAÑO DE LÍNEA 2X220 CRUCERO - LABERINTO: CIRCUITO 2 EN SE LABERINTO 220 KV	373/2016	NOV-18	AES GENER
NORMALIZACIÓN DE PAÑOS J3 Y J10 EN SE ALTO JAHUEL 220 KV	373/2016	FEB-18	COLBÚN S.A.
NORMALIZACIÓN DE PAÑOS J3 Y J4 EN SE CHENA 220 KV	373/2016	SEP-18	TRANSELEC S.A.



PROYECTO	DECRETO PLAN DE EXPANSIÓN	FECHA DE INTERCONEXIÓN SEGÚN DECRETO	RESPONSABLE
NORMALIZACIÓN EN SE ALTO JAHUEL 220 KV	373/2016	NOV-17	TRANSELEC S.A.
NORMALIZACIÓN EN SE ANCOA 220 KV	373/2016	NOV-18	COLBÚN S.A.
NORMALIZACIÓN EN SE CANDELARIA 220 KV Y NUEVA COMPENSACIÓN SERIE EN SE PUENTE NEGRO 220 KV	373/2016	NOV-18	COLBÚN S.A.
NORMALIZACIÓN EN SE CHARRÚA 220 KV	373/2016	MAR-18	TRANSELEC S.A.
NORMALIZACIÓN EN SE CHENA 220 KV	373/2016	NOV-18	CHILECTRA S.A.
NORMALIZACIÓN EN SE DIEGO DE ALMAGRO 220 KV	373/2016	NOV-18	ELETRANS S.A.
NORMALIZACIÓN EN SE EL COBRE 220 KV	373/2016	NOV-18	E-CL
NORMALIZACIÓN EN SE PAN DE AZÚCAR 220 KV	373/2016	JUN-18	TRANSELEC S.A.
NORMALIZACIÓN EN SE PUERTO MONTT 220 KV	373/2016	MAR-18	TRANSELEC S.A.
NUEVA LÍNEA 1X220 KV A. MELIPILLA - RAPEL	6T/2013	OCT-18	ELETRANS S.A.
NUEVA LÍNEA 2X220 CIRUELOS - PICHIRROPULLI: TENDIDO DEL PRIMER CIRCUITO	102/2012	MAY-18	ELETRANS S.A.
NUEVA LÍNEA 2X220 KV 1500 MW ENTRE SE LOS CHANGOS Y SE KAPATUR	3T/2016	JUN-18	TRANSELEC HOLDING RENTAS LTDA.
NUEVA LÍNEA 2X220 KV ENCUENTRO - LAGUNAS, PRIMER CIRCUITO	5T/2013	ABR-17	INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A.
NUEVA LÍNEA 2X220 KV ENTRE SE NUEVA DIEGO DE ALMAGRO - CUMBRES Y BANCO DE AUTOTRANSFORMADORES 1X750 MVA 500/220 KV	2T/2016	NOV-19	CELEO REDES CHILE LTDA.
NUEVA LÍNEA 2X220 KV LO AGUIRRE - A. MELIPILLA, CON UN CIRCUITO TENDIDO	6T/2013	OCT-18	ELETRANS S.A.
NUEVA LÍNEA 2X220 KV LO AGUIRRE - CERRO NAVIA	11T/2014	ENE-19	TRANSELEC S.A.
NUEVA LÍNEA 2X220 KV NUEVA CHARRÚA - CHARRÚA	18T/2015	DIC-18	TRANSELEC S.A.
NUEVA LÍNEA 2X500 CHARRÚA - ANCOA: TENDIDO DEL PRIMER CIRCUITO	108/2012	FEB-18	ELECNOR
NUEVA LÍNEA 2X500 KV 1500 MW ENTRE SE LOS CHANGOS Y SE NUEVA CRUCERO ENCUENTRO, BANCOS DE AUTOTRANSFORMADORES 2X750 MVA 500/220 KV EN SE NUEVA CRUCERO ENCUENTRO, BANCO DE AUTOTRANSFORMADORES 750 MVA 500/220 KV EN SE LOS CHANGOS	3T/2016	DIC-20	TRANSELEC HOLDING RENTAS LTDA.
NUEVA LÍNEA CARDONES - MAITENCILLO 2X500 KV	109/2012	FEB-18	INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A.
NUEVA LÍNEA MAITENCILLO - PAN DE AZÚCAR 2X500 KV	109/2012	FEB-18	INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A.
NUEVA LÍNEA PAN DE AZÚCAR - POLPAICO 2X500 KV	109/2012	FEB-18	INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A.
NUEVA SE SECCIONADORA PUENTE NEGRO 220 KV	158/2015	OCT-17	COLBÚN TRANSMISIÓN S.A.
NUEVA SE SECCIONADORA QUILLAGUA 220 KV	373/2016	SEP-18	TRANSELEC S.A.
NUEVA SUBESTACIÓN CRUCERO ENCUENTRO	19T/2015	DIC-18	SOCIEDAD AUSTRAL DE TRANSMISIÓN TRONCAL S.A.
SE SECCIONADORA NUEVA VALDIVIA 220 KV	373/2016	SEP-18	TRANSELEC S.A.
SECCIONAMIENTO DE LA LÍNEA 2X220 KV CARDONES-CARRERA PINTO- DIEGO DE ALMAGRO Y CAMBIO DE CONFIGURACIÓN EN SE SAN ANDRÉS 220 KV	373/2016	MAY-19	SOCIEDAD AUSTRAL DE TRANSMISIÓN TRONCAL S.A.
SECCIONAMIENTO DEL CIRCUITO N°1 CARDONES - DIEGO DE ALMAGRO EN SE CARRERA PINTO	158/2015	OCT-17	ELETRANS S.A.
SECCIONAMIENTO DEL PRIMER CIRCUITO DE LA LÍNEA PAN DE AZÚCAR - LAS PALMAS 2X220 KV EN SE LA CEBADA	373/2016	NOV-18	PARQUE EÓLICO LOS CURUROS
SECCIONAMIENTO DEL SEGUNDO CIRCUITO DE LA LÍNEA PAN DE AZÚCAR - LAS PALMAS 2X220 KV EN SE DON GOYO	373/2016	NOV-18	PARQUE EÓLICO EL ARRAYÁN
SECCIONAMIENTO DEL SEGUNDO CIRCUITO DE LA LÍNEA POLPAICO - ALTO JAHUEL 2X500 KV EN SE LO AGUIRRE 500 KV	373/2016	SEP-18	TRANSELEC S.A.
SECCIONAMIENTO DEL SEGUNDO CIRCUITO LAGUNAS - CRUCERO 2X220 KV EN SE MARÍA ELENA	373/2016	SEP-18	SUNEDISON
SUBESTACIÓN NUEVA CHARRÚA, SECCIONAMIENTO DE LÍNEAS 2X500 KV CHARRÚA - ANCOA 1 Y 2	18T/2015	DIC-17	TRANSELEC S.A.
SUBESTACIÓN NUEVA CHARRÚA, SECCIONAMIENTO DE LÍNEAS 2X500 KV CHARRÚA - ANCOA 1 Y 2 Y NUEVA LÍNEA 2X220 KV NUEVA CHARRÚA - CHARRÚA	18T/2015	DIC-18	TRANSELEC S.A.
SUBESTACIÓN SECCIONADORA NUEVA DIEGO DE ALMAGRO	2T/2016	MAY-18	CELEO REDES CHILE LTDA.
TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO LÍNEA 2X220 KV CIRUELOS - PICHIRROPULLI	201/2014	MAY-18	ELETRANS S.A.
TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO LÍNEA 2X220 KV ENCUENTRO - LAGUNAS	201/2014	ABR-17	INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A.
TERCER BANCO DE AUTOTRANSFORMADORES 500/220 KV, 750 MVA, EN SE ALTO JAHUEL	12T/2014	ENE-18	TRANSELEC S.A.

(*) Obras nuevas troncales adjudicadas y cuyo respectivo Decreto que fija los derechos de explotación y ejecución en conformidad al artículo 97° del DFL N° 4 se encuentra actualmente en tramitación.

Fuente: CNE



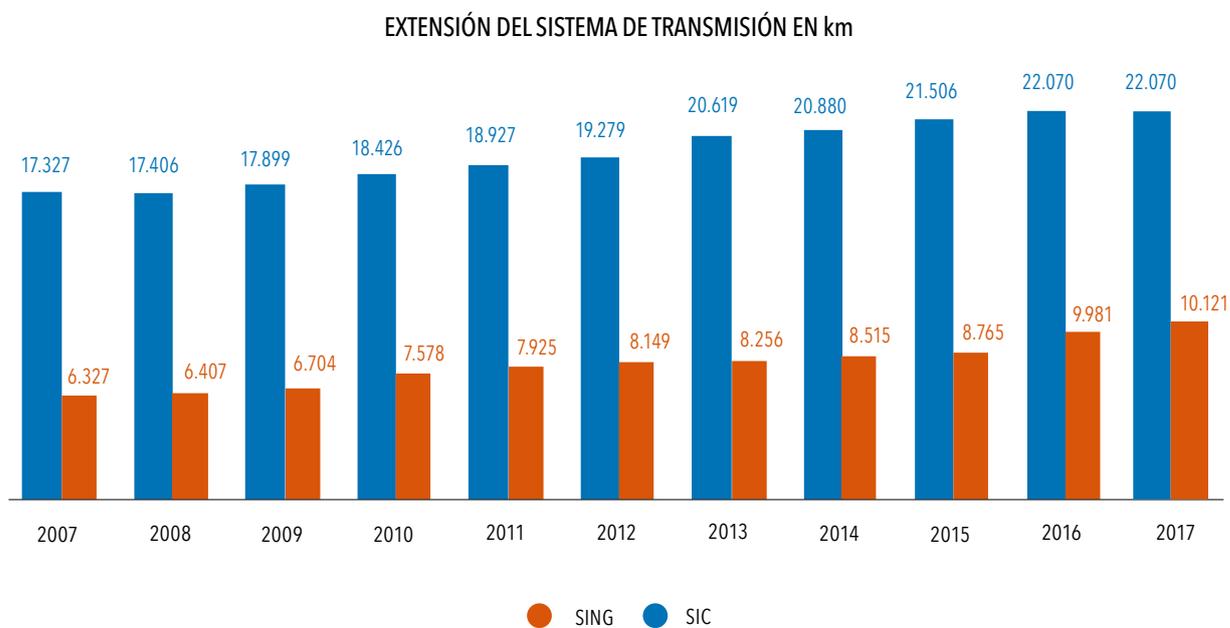
PROYECTO	DESCRIPCIÓN	PROPIETARIO	FECHA ESTIMADA DE INTERCONEXIÓN
AMPLIACIÓN SE CHACAYA	AMPLIACIÓN SE CHACAYA 110KV	ENGIE	OCT-17
CHUQUICAMATA SUBTERRÁNEA	LÍNEA ENCUENTRO - SE TCHITACK, LÍNEA MINISTRO HALES - SE TCHITACK, SE TCHITACK	CODELCO	MAR-18
CONEXIÓN DEFINITIVA RENAICO, LÍNEA BUREO MULCHÉN	CONEXIÓN DEFINITIVA DEL PARQUE EÓLICO RENAICO, CONECTÁNDOSE A LA S/E MULCHEN 220KV A TRAVÉS DE LA LÍNEA 220KV BUREO MULCHÉN.	PARQUE EÓLICO REINACO SPA	DIC-18
CONEXIÓN DEFINITIVA RENAICO, LÍNEA BUREO MULCHÉN	CONEXIÓN DEFINITIVA PARQUE EÓLICO RENAICO, CONECTÁNDOSE A LA S/E MULCHÉN 220KV A TRAVÉS DE LÍNEA 220KV BUREO MULCHÉN	PARQUE EÓLICO REINACO SPA	DIC-18
LÍNEA 220KV SARCO MAITENCILLO	LÍNEA DE TRANSMISIÓN 220KV Y 71,32 KM DE LONGITUD QUE CONECTA EL PARQUE EÓLICO SARCO A LA S/E MAITENCILLO	AELA ENERGÍA	MAY-18
LÍNEA 2X220KV TEN GIS LOS CHANGOS	LÍNEA DE TRANSMISIÓN 220KV DE 12.3 KM	TRANSMISORA ELÉCTRICA DEL NORTE S.A	DIC-17
LÍNEA 2X220KV TEN GIS LOS CHANGOS	LÍNEA DE TRANSMISIÓN 220KV DE 12,3 KM	TRANSMISORA ELÉCTRICA DEL NORTE S.A	ENE-18
LÍNEA ANCOA - SAN FABIÁN	LÍNEA ANCOA - SAN FABIÁN	SAESA	MAR-18
LÍNEA CHACAYA- MOLYCOP DE AÉREA A SUBTERRÁNEA	LÍNEA 220KV CHACAYA- MOLYCOP DE AÉREA A SUBTERRÁNEA	ENGIE	MAY-17
LÍNEA MINERA GUANACO	LÍNEA COMPAÑÍA MINERA GUANACO A PARQUE EÓLICO TAL TAL	GUANACO COMPAÑÍA MINERA	JUL-17
LÍNEA PUNTA CORTÉS - TUNICHE	LÍNEA PUNTA CORTÉS - TUNICHE	TRANSELEC S.A.	DIC-17
LÍNEA TRANSMISIÓN PROYECTOS CABO LEONES	INFRAESTRUCTURAS ELÉCTRICAS DE EVACUACIÓN DE PARQUES EÓLICOS CABO LEONES	SAESA	DIC-17
PROYECTO PARANAL ARMAZONES	NUEVA SUBESTACIÓN ARMAZONES 66 KV ALIMENTADA DESDE SUBESTACIÓN PAPOSO 220 KV	STS	JUN-17
PROYECTO SANTA BÁRBARA 5 MVA 66/13,2 KV	NUEVA SUBESTACIÓN SANTA BÁRBARA CON NUEVO EQUIPO DE TRANSFORMACIÓN	FRONTEL	JUN-17
SE CERRO NAVIA	NUEVO TRANSFORMADOR 220/110KV	TRANSELEC	JUN-17
SE CERRO NAVIA	NUEVO TRANSFORMADOR 220/110KV	TRANSELEC S.A.	MAR-18
SE LAGUNAS	CONEXIÓN EN SE LAGUNAS MEDIANTE DOS PAÑOS DE 220 KV	RIJN CAPITAL	JUN-17
SE MANTILHUE	NUEVA SE MANTILHUE 110KV	SAESA	JUL-17
SE PAN DE AZÚCAR	NUEVO TRANSFORMADOR 220/110KV	TRANSELEC	JUN-17
SE PAN DE AZÚCAR	NUEVO TRANSFORMADOR 220/110KV	TRANSELEC S.A.	ENE-18
SE PAN DE AZÚCAR	REEMPLAZO TRANSFORMADOR 220/110KV	TRANSELEC S.A.	MAR-18
SE PUNTA SIERRA	NUEVA SE PUNTA SIERRA, ENTRE LAS SE LAS PALMAS Y PAN DE AZÚCAR	PACIFIC HYDRO	FEB-18
SE QUILLOTA	NUEVO TRANSFORMADOR 220/110KV	TRANSELEC	JUN-17
SE QUILLOTA	NUEVO TRANSFORMADOR 220/110KV	TRANSELEC S.A.	ENE-18
SE SAN SIMÓN	SUBESTACIÓN SECCIONADORA EN LÍNEA CRUCERO LAGUNAS	AUSTRIAN SOLAR	OCT-18
SE TEN GIS	SUBESTACIÓN EN LA QUE SE CONECTARÁ LA CENTRAL IEM	TRANSMISORA ELÉCTRICA DEL NORTE S.A	ENE-18
SISTEMA ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA SE ARICA	2 MW DE POTENCIA Y DE 2 MWH DE CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA	ENGIE	MAR-18
SPENCE GROWTH OPTIONS	S/E SECCIONADORA EN LÍNEA 220 KV ENCUENTRO-SPENCE, A 4,5 KM DE ACTUAL S/E SPENCE, CAPACIDAD INSTALADA DE 300 MVA (DOS TRANSFORMADORES DE 150 MVA). PROYECTO TIENE 2 TIE-IN UNO EN JULIO 2018 Y OTRO EN MARZO DE 2019.	MINERA SPENCE	MAR-19
SUBESTACIÓN OSORNO, AUMENTO DE POTENCIA 3X30 MVA 66/23 KV	NUEVO TRANSFORMADOR DE 30 MVA EN S/E OSORNO	STS	JUL-17
NORMALIZACIÓN EN SE ALTO JAHUEL 220 KV	373/2016	NOV-17	TRANSELEC S.A.



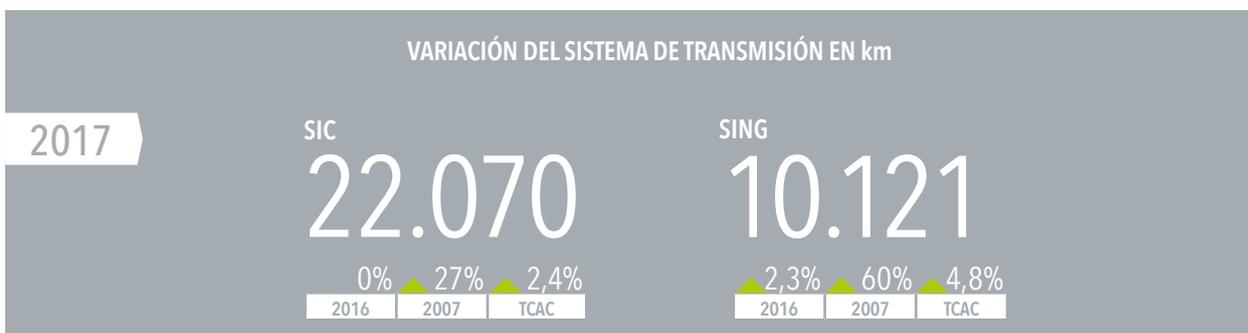
PROYECTO	RESOLUCIÓN DE ACUERDO A ARTÍCULO 102° DE LA LEY	FECHA DE INTERCONEXIÓN SEGÚN RESOLUCIÓN	RESPONSABLE
AUMENTO DE CAPACIDAD BBCC ZONA MAULE	528/2017	ENE-18	CGE
NUEVO TRANSFORMADOR 220/154 KV Y ADECUACIONES S/E TINGUIRIRICA	569/2017	AGO-18	TRANSELEC

07. INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN

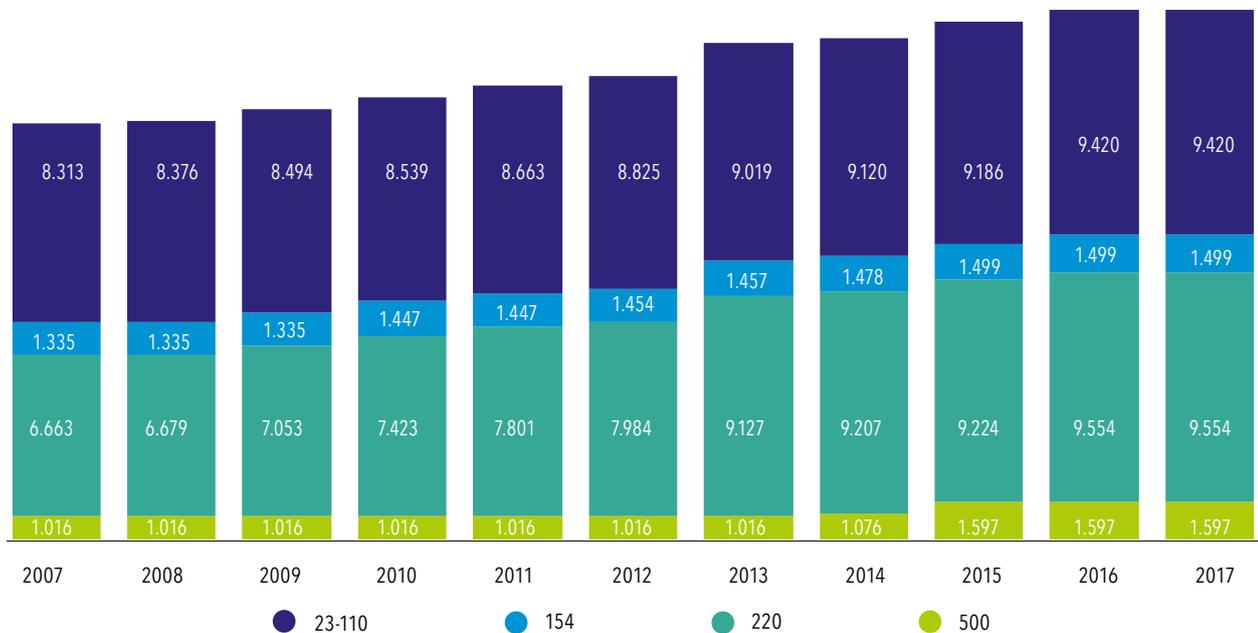
En relación al dimensionamiento del sistema de transmisión, en cuanto a su longitud registrada al 31 de diciembre de 2017, es de 10.121 km para el Sistema Interconectado del Norte Grande, que va entre las regiones de Arica-Parinacota, Tarapacá y Antofagasta, y de 22.070 km para el Sistema Interconectado Central, que va desde la rada de Paposó por el norte (Segunda Región) hasta la isla de Chiloé por el sur (Décima Región). Estos kilómetros de línea consideran líneas de transmisión principales, secundarias y adicionales.



Elaboración propia, a partir de información reportada por Coordinador Eléctrico Nacional



EXTENSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN EN km EN EL SIC POR TENSIÓN NOMINAL EN kV



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

VARIACIÓN DEL SIC POR TENSIÓN NOMINAL kV

2017



EXTENSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN EN km EN EL SING POR TENSIÓN NOMINAL EN kV



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

VARIACIÓN DEL SING POR TENSIÓN NOMINAL kV

2017

11-100 kV

802

0% 42% 3,5%

2016 2007 TCAC

110 kV

1.438

0,5% 52% 4,3%

2016 2007 TCAC

220 kV

7.473

3,1% 70% 5,4%

2016 2007 TCAC

345 kV

408

0% 0% 0%

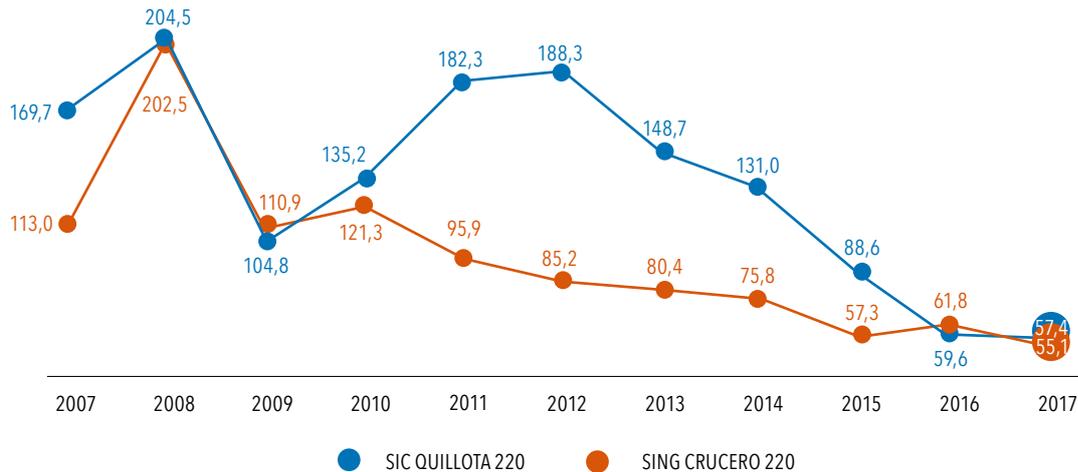
2016 2007 TCAC



08. COSTOS MARGINALES

El costo marginal corresponde al costo variable de la unidad más cara de generación operando en un instante determinado. En este caso, se utilizó como referencia para la obtención del costo marginal del SIC la barra Quillota 220 kV y para el SING la barra Crucero 220 kV. El valor entregado para cada sistema corresponde al promedio mensual de los costos marginales horarios. En el año 2017 el costo marginal promedio del SIC fue de 57,4 USD/MWh, siendo un -3,8% menor que el registrado en 2016, y presenta una Tasa de Crecimiento Anual Compuesto de -10% desde 2007. Por otra parte, para el caso del SING el costo marginal promedio fue de 55,1 USD/MWh, registrando una disminución del 11% respecto a 2016 y con una TCAC de -6,9% desde 2007.

EVOLUCIÓN DE COSTOS MARGINALES POR SISTEMA ENTRE LOS AÑOS 2007-2017 EN USD/MWh



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

VARIACIÓN COSTO MARGINAL EN USD/MWh

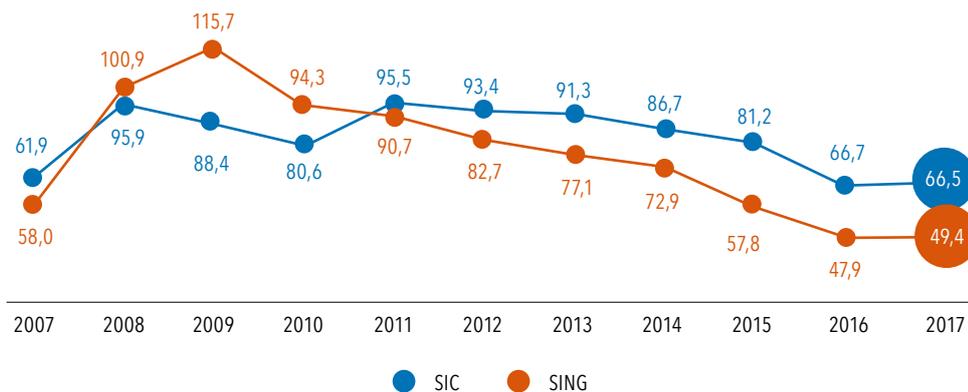
Sistema	2017	2016	2007	TCAC
SIC QUILLOTA	57,4	-3,8%	-66%	-10%
SING CRUCERO	55,1	-11%	-51%	-6,9%

09. PRECIO NUDO DE CORTO PLAZO

Los precios de nudo de corto plazo se definen 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. A continuación se presentan los gráficos de evolución de los precios nudo de corto plazo, considerando las fijaciones semestrales para cada año.

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. En el caso del SIC, se considera además en el cálculo un conjunto de condiciones hidrológicas posibles en el horizonte de tarificación. El precio nudo de energía vigente en 2017 en el SIC fue 66,5 USD/MWh, un 0,3% menor a 2016 pero con una Tasa de Crecimiento Anual Compuesto (TCAC) de 0,7% desde el 2007. Por su parte, el precio nudo de energía del SING fue de 49,4 USD/MWh, un 3,0% menor respecto de 2016 pero con una TCAC de -1,6% entre 2007 y 2017.

EVOLUCIÓN PRECIO NUDO DE ENERGÍA ENTRE LOS AÑOS 2007-2017 EN USD/MWh



Fuente: CNE

VARIACIÓN DEL PRECIO NUDO DE ENERGÍA NOMINAL EN USD/kWh

2017

SIC

66,5

▼ 0,3% ▲ 7,4% ▲ 0,7%
2016 2007 TCAC

SING

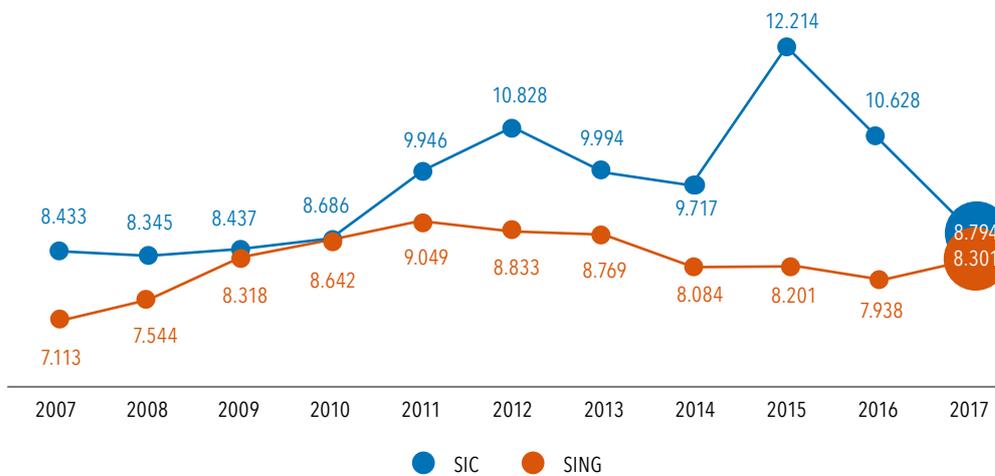
49,4

▲ 3,0% ▼ 15% ▲ 1,6%
2016 2007 TCAC



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 en 2017 para el SIC fue de 8.794 USD/MW/mes, un 17% menor que en 2016; con una TCAC de 0,4% entre 2007 y 2017. En el caso del SING fue de 8.301 USD/MW/mes, lo que supone un 4,6% mayor al registrado en el año 2016, pero con una TCAC de 1,6% desde 2007.

EVOLUCIÓN PRECIO NUDO DE POTENCIA ENTRE LOS AÑOS 2007-2017 EN USD/MW/mes



Fuente: CNE

2017

VARIACIÓN DEL PRECIO NUDO DE POTENCIA EN USD/MW/mes

SIC

8.794

▼ -17%
▲ 4,3%
▲ 0,4%

2016
2007
TCAC

SING

8.301

▲ 4,6%
▲ 17%
▲ 1,6%

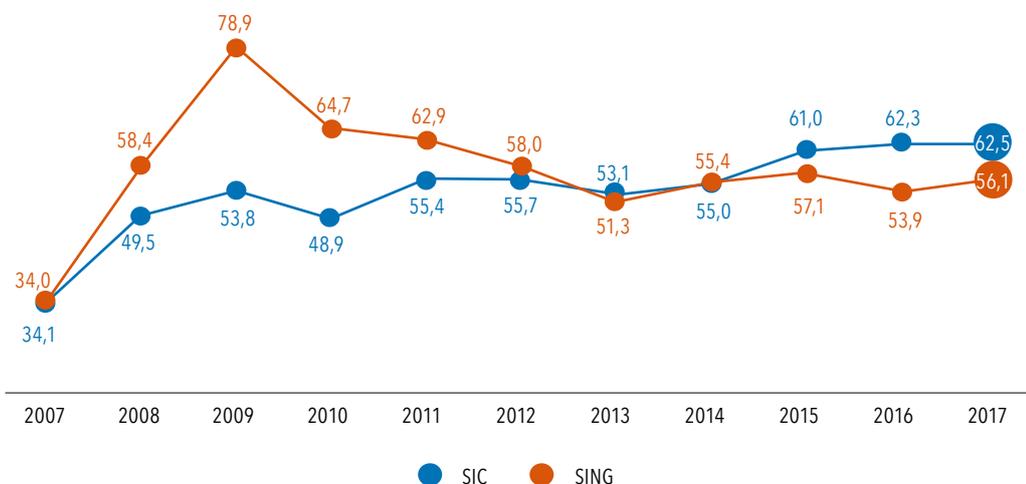
2016
2007
TCAC

52

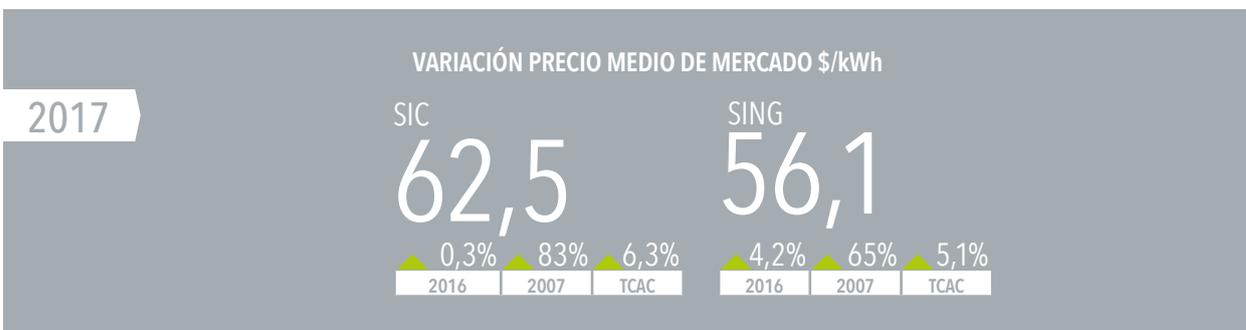
10. PRECIO MEDIO DE MERCADO

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

EVOLUCIÓN PRECIO MEDIO DE MERCADO NOMINAL ENTRE 2007-2017 EN \$/kWh



Fuente: CNE



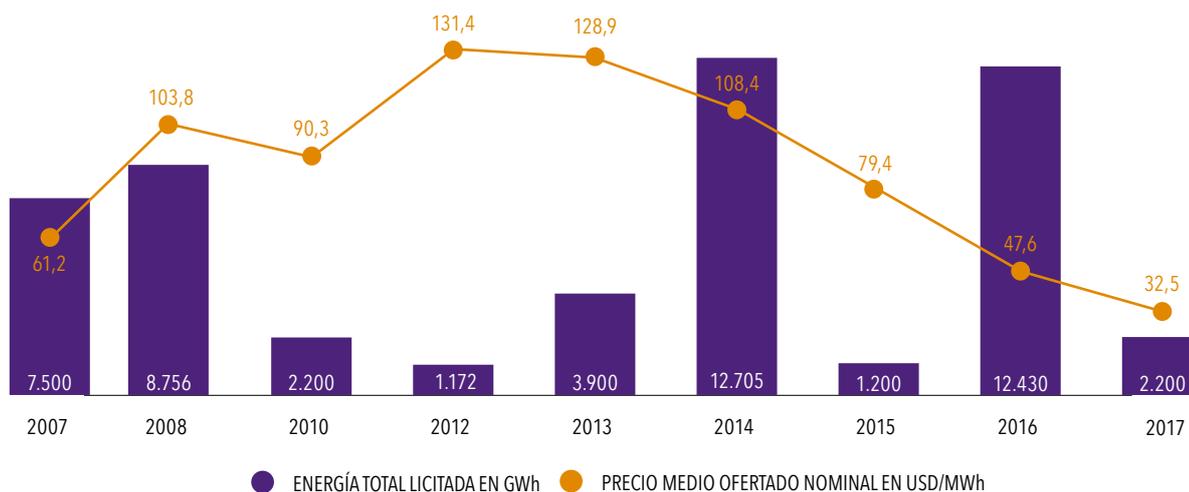
11. PRECIOS LICITACIONES

Continuando con los esfuerzos del gobierno y en línea con la misión de la Comisión Nacional de Energía, este año 2017 se volvió a realizar un exitoso proceso de licitación de suministro eléctrico para clientes regulados, reduciendo en un 75% el precio medio de adjudicación respecto de la licitación del año 2013, logrando la participación récord de 24 empresas oferentes y la incorporación de más energías renovables no convencionales (ERNC).

Este proceso fue liderado por la Comisión Nacional de Energía (CNE), en el marco de la nueva Ley Eléctrica en materia de licitaciones de suministro (N° 20.805), que entregó mayor certidumbre y confianza a las empresas eléctricas y a los inversionistas.

La nueva normativa contempla la realización de licitaciones abiertas, no discriminatorias y con menores riesgos de inversión, promoviendo la entrada de nuevos actores al mercado, favoreciendo la participación de distintos proyectos y tecnologías de generación; en consecuencia, aumentando la competencia del proceso de licitación y logrando mejores resultados.

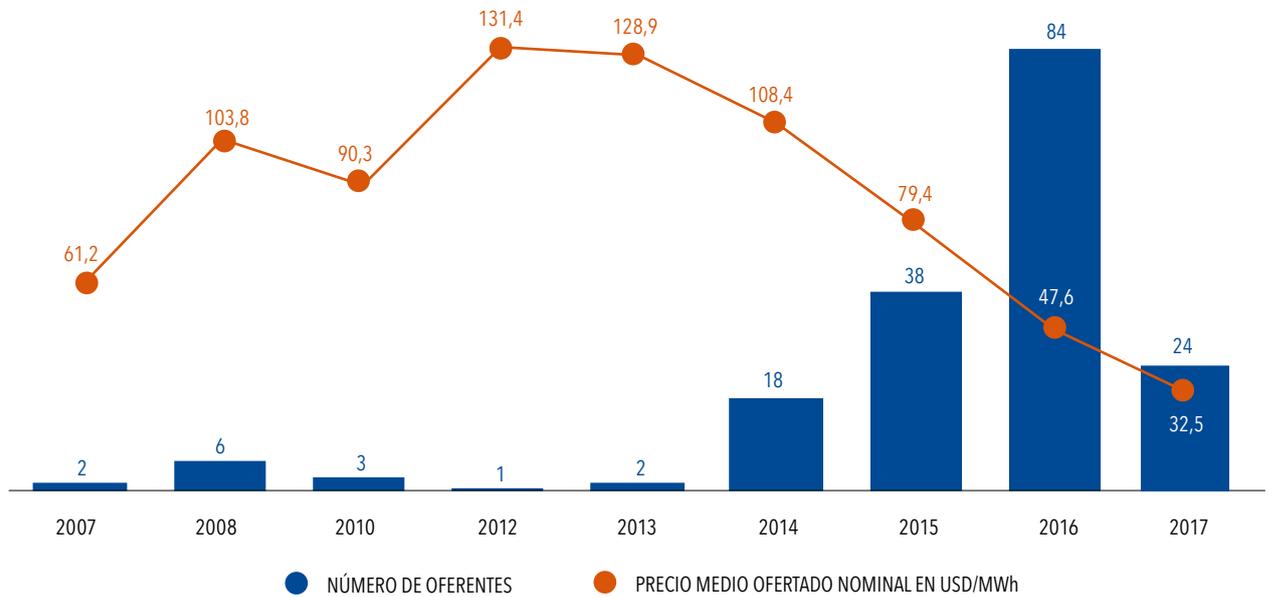
EVOLUCIÓN PRECIOS OFERTADOS EN LICITACIONES DE ENERGÍA



Fuente: CNE

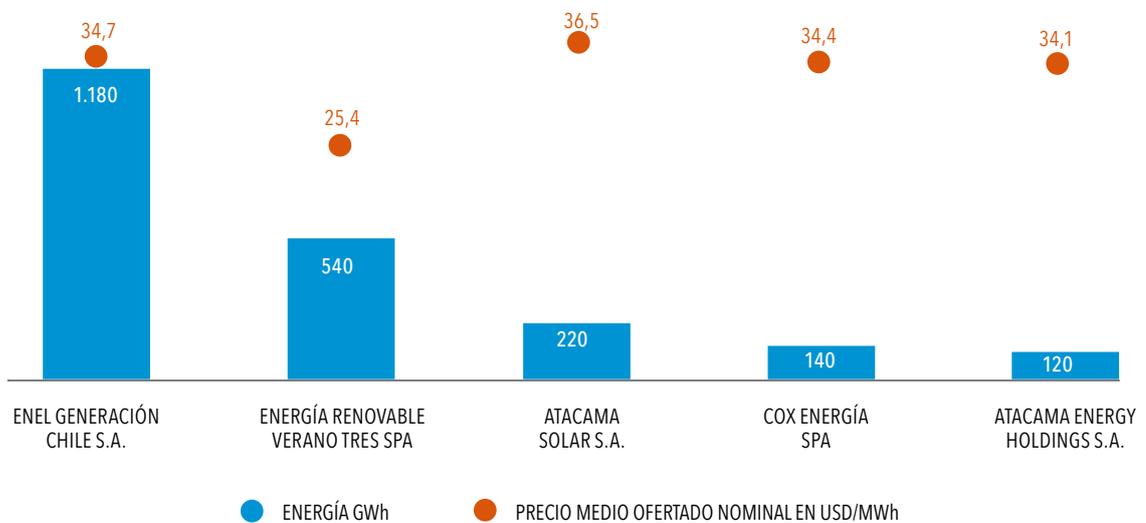


EVOLUCIÓN DE CANTIDAD DE OFERENTES Y PRECIO MEDIO NOMINAL OFERTADO



Fuente: CNE

ENERGÍA ADJUDICADA POR EMPRESA Y PRECIO MEDIO NOMINAL DE ADJUDICACIÓN



Fuente: CNE

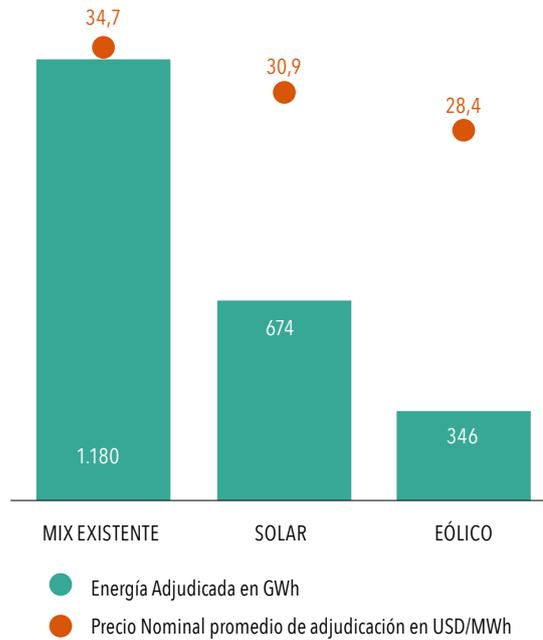


ENERGÍA ADJUDICADA POR BLOQUE HORARIO Y PRECIO NOMINAL PROMEDIO DE ADJUDICACIÓN



Fuente: CNE

ENERGÍA ADJUDICADA POR TIPO DE ENERGÍA Y PRECIO NOMINAL DE ADJUDICACIÓN



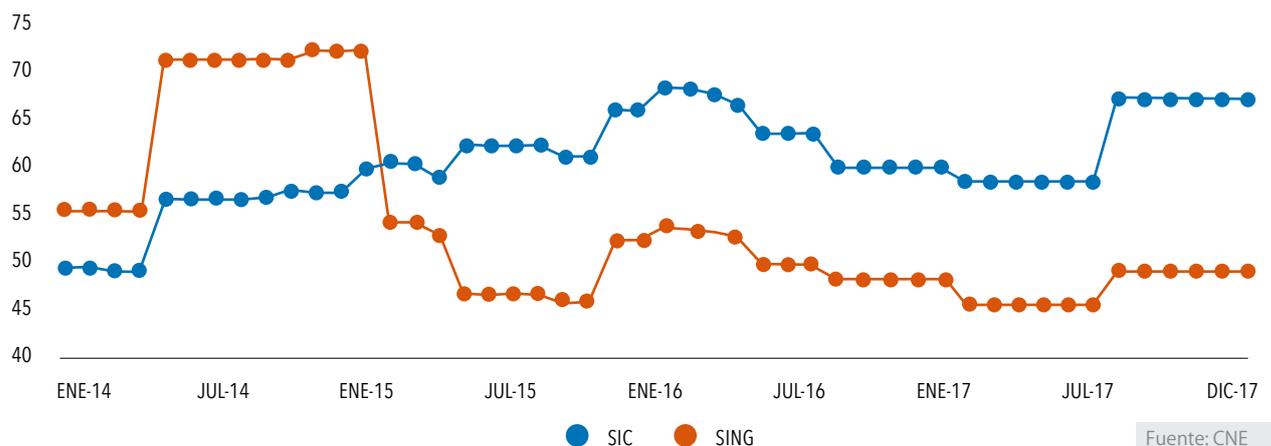
Fuente: CNE

12. PRECIO NUDO PROMEDIO TRASPASABLE A CLIENTE FINAL

El precio de nudo promedio es una estimación de precios que realiza la CNE tomando en cuenta los contratos de suministro de energía y potencia (PNLP) entre las distribuidoras y sus suministradores y la energía que se proyecta consumirán los clientes regulados en un tiempo definido. Además, en esta estimación se calcula el ajuste o recargo que da cuenta de la variación de precios de energía entre distintas distribuidoras y los acota para que ninguno de ellos sobrepase el 5% del promedio de precios de las distribuidoras, tal como indica el artículo 157° del DFL N°4. Finalmente se agregan los recargos por subtransmisión para llegar al precio equivalente (Pe y Pp) en la subestación primaria, el cual es único por empresa y sistema de subtransmisión.

Para clientes regulados pertenecientes al Sistema Interconectado Central y Sistema Interconectado del Norte Grande, el Pe (precio equivalente de energía) es el precio de nudo en nivel de distribución a utilizar en las fórmulas tarifarias de las empresas concesionarias de servicio público de distribución, el cual se determina para cada concesionaria y sector de nudo asociado a sistema de subtransmisión, e incorporando el cargo AR (ajuste o recargo).

EVOLUCIÓN PRECIO EQUIVALENTE DE ENERGÍA ENTRE ENERO 2014 Y DICIEMBRE 2016 EN \$/kW



VARIACIÓN DEL PRECIO EQUIVALENTE DE ENERGÍA A DICIEMBRE 2016 EN \$/kWh

2017

SIC

66,5

▲ 9,4% ▲ 13% ▲ 4,3%
DIC. 2016 | DIC. 2014 | TCAC

SING

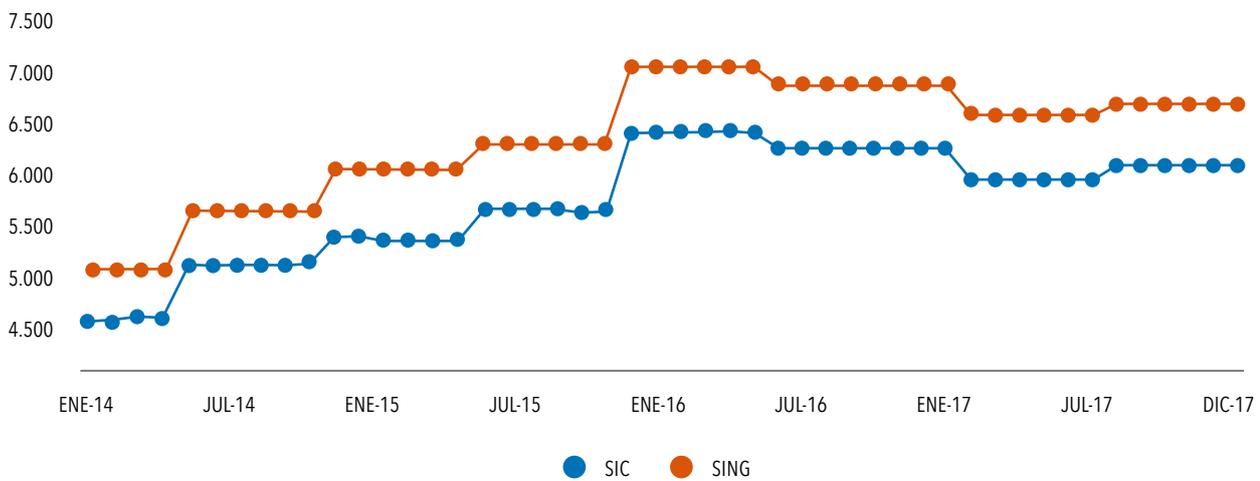
51,7

▲ 1,7% ▼ -28% ▼ -10%
DIC. 2016 | DIC. 2014 | TCAC



Para clientes regulados pertenecientes al Sistema Interconectado Central y Sistema Interconectado del Norte Grande, el Pp (precio equivalente de potencia) es el precio de nudo en nivel de distribución a utilizar en las fórmulas tarifarias de las empresas concesionarias de servicio público de distribución, el cual se determina para cada concesionaria y sector de nudo asociado a sistema de subtransmisión.

EVOLUCIÓN PRECIO EQUIVALENTE DE POTENCIA ENTRE ENERO 2014 Y DICIEMBRE 2016 EN \$/kW



Fuente: CNE

VARIACIÓN DEL PRECIO EQUIVALENTE DE POTENCIA A DICIEMBRE 2017 EN \$/kW

2017

SIC
6.071
 ▼ -3,0% ▲ 10% ▲ 3,4%
 DIC. 2016 | DIC. 2014 | TCAC

SING
6.674
 ▼ -2,9% ▲ 13% ▲ 4,0%
 DIC. 2016 | DIC. 2014 | TCAC

13. SSMM PRECIO MONÓMICO

De acuerdo con lo establecido en la Ley Eléctrica, los Sistemas Medianos corresponden a sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación es superior a los 1.500 kW e inferior a los 200 MW. Actualmente, existen nueve sistemas: Cochamó, Hornopirén, Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams.

A diferencia de los Sistemas Interconectados, donde la tarificación se realiza en base a costos marginales, en cada Sistema Mediano las tarifas del segmento generación-transmisión (Precios de Nudo) se determinan a partir de un Costo Incremental de Desarrollo y de un Costo Total de Largo Plazo, resultantes del dimensionamiento eficiente de instalaciones necesarias para abastecer la demanda proyectada durante el horizonte de planificación, dando cumplimiento en todo momento a las exigencias de la normativa vigente. Lo anterior determina los precios a nivel de generación y transmisión que les serán aplicados a clientes regulados durante los siguientes cuatro años y que se actualizan semestralmente (abril y octubre de cada año), así como el establecimiento de un plan de expansión de carácter obligatorio.

Los Precios de Nudo vigentes a partir del mes de noviembre de 2016 son los que se muestran en la tabla y corresponden a la indexación semestral de los Precios de Nudo en los Sistemas Medianos:

En la siguiente tabla se presentan los Precios de Nudo de energía, potencia y monómico* en las distintas barras de retiro de cada Sistema Mediano y su variación durante 2017:

TABLA DE PRECIO NUDO VIGENTE PARA SISTEMAS MEDIANOS Y VARIACIÓN ANUAL EN \$/KWH Y EN \$/KW-MES

1 DE NOVIEMBRE DE 2017					1 DE NOVIEMBRE DE 2016				
DETALLE PRECIO NUDO VIGENTE PARA SISTEMAS MEDIANOS AL 1 NOV 2017		PNE	PNP	PMON	VARIACIÓN DE PRECIOS NUDO EN LOS SISTEMAS MEDIANOS		PNE	PN	PMON
CONTIENE LOS PRECIOS DE NUDO, POR BARRA DE RETIRO, VIGENTES AL MES DE NOVIEMBRE DE 2017		\$/kWh	\$/kW-mes	\$/kWh	CONTIENE LA VARIACIÓN ENTRE NOVIEMBRE 2017 Y NOVIEMBRE 2016				
C-H	COCHAMÓ	114	14.767	146	C-H	COCHAMÓ	11,4%	1,5%	9,2%
	HORNOPIRÉN	106	9.209	125		HORNOPIRÉN	8,5%	0,2%	7,1%
	AYSÉN 23	57	7.594	73		AYSÉN 23	7,4%	0,1%	5,7%
AYSÉN	PALENA 23	59	10.814	81	AYSÉN	PALENA 23	1,0%	0,5%	0,9%
	GENERAL CARRERA 23	73	14.971	105		GENERAL CARRERA 23	11,0%	1,5%	8,0%
	PUNTA ARENAS 13,2	44	10.013	65		PUNTA ARENAS 13,2	2,0%	-0,4%	1,2%
MAGALLANES	PUERTO NATALES 13,2	64	5.776	76	MAGALLANES	PUERTO NATALES 13,2	1,4%	0,1%	1,2%
	PORVENIR 13,2	60	7.356	75		PORVENIR 13,2	1,7%	0,9%	1,5%
	PUERTO WILLIAMS	190	14.100	220		PUERTO WILLIAMS	6,6%	1,5%	5,9%

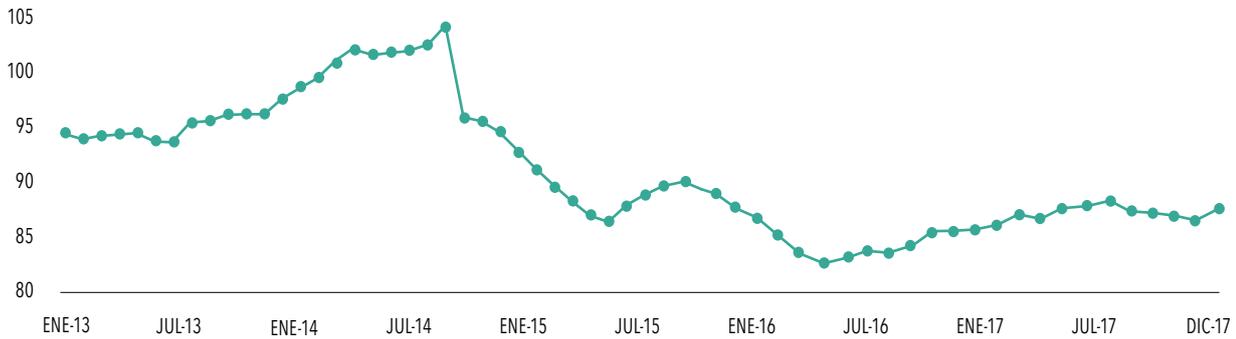
Fuente: CNE

*: Monto total que equivale a un precio único por concepto de venta o compra de energía y potencia. Es igual al ingreso o costo total por venta o compra de energía y potencia dividido por la energía total vendida o comprada.

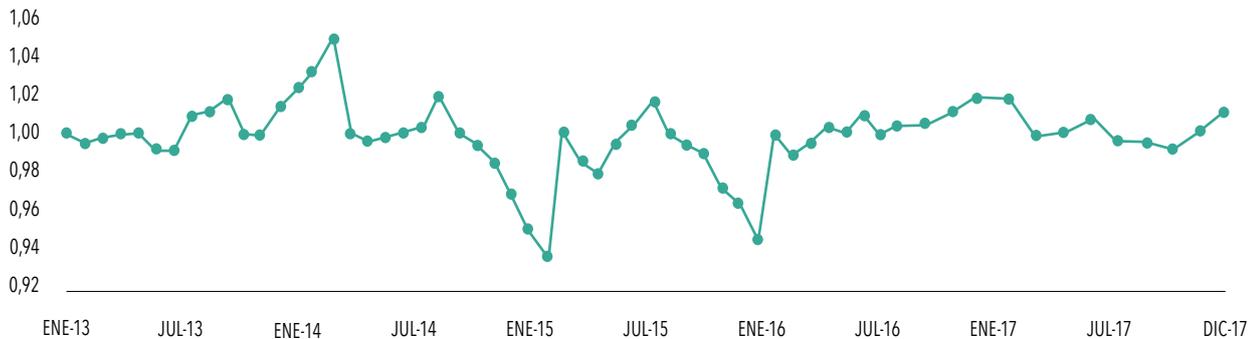


En los siguientes gráficos se presenta, para cada Sistema Mediano, las variaciones que ha experimentado el precio monómico, respecto del último proceso de fijación cuatrienal noviembre 2014-noviembre 2018. Es importante destacar que, para este último proceso tarifario, los precios quedaron fijados en decretos 1T, 4T, 5T y 6T, todos de 2016 del ministerio de Energía.

EVOLUCIÓN PRECIO MONÓMICO AYSÉN-PALENA-GENERAL CARRERA EN \$/kWh



EVOLUCIÓN INDEXADOR* PRECIO MONÓMICO AYSÉN-PALENA-GENERAL CARRERA



Fuente: CNE

VARIACIÓN PRECIO MONÓMICO AYSÉN-PALENA-GENERAL CARRERA EN \$/kWh

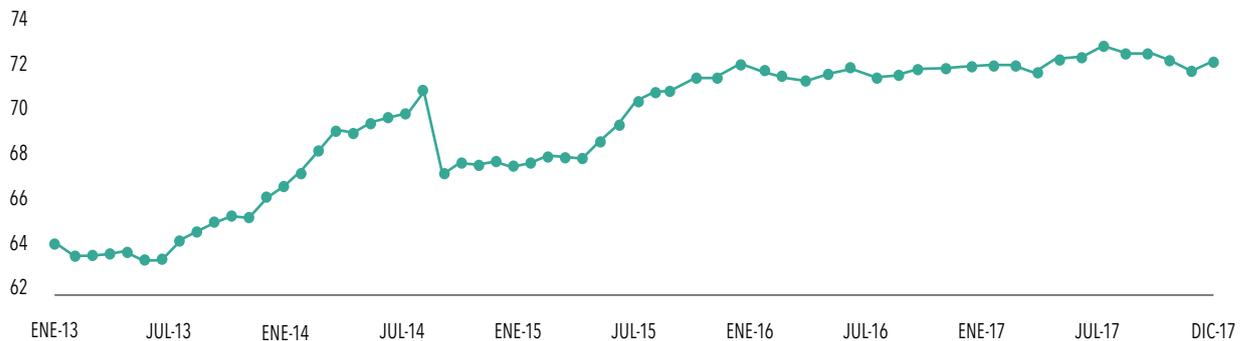
DIC 2017

87,24

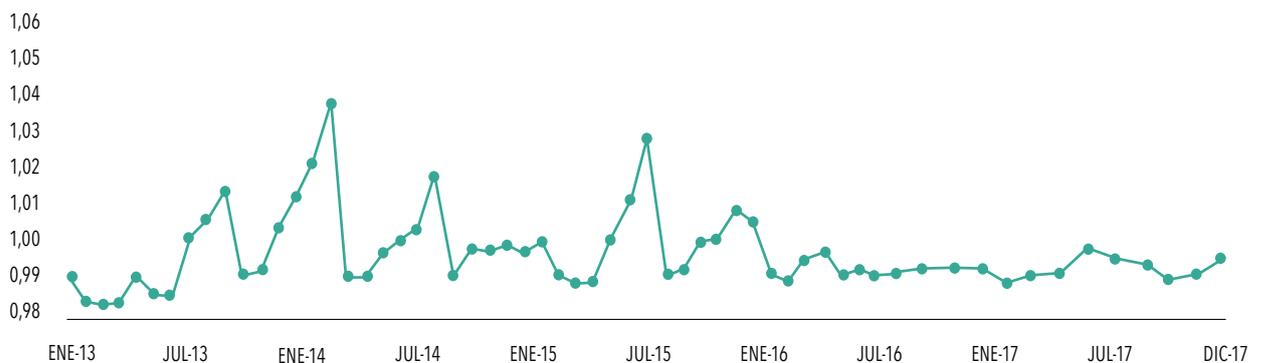
▲ 2,2% ▼ -8,7% ▼ -0,2%
 DIC. 2016 NOV. 2014 TCMC*

*Tasa de Crecimiento Mensual Compuesta, tomando como referencia el mes de indexación de noviembre 2014

EVOLUCIÓN PRECIO MONÓMICO PUNTA ARENAS-PUERTO NATALES-PORVENIR EN \$/kWh



EVOLUCIÓN INDEXADOR PRECIO MONÓMICO PUNTA ARENAS-PUERTO NATALES-PORVENIR



Fuente: CNE

VARIACIÓN PRECIO MONÓMICO PUNTA ARENAS-PUERTO NATALES-PORVENIR EN \$/kWh

DIC 2017

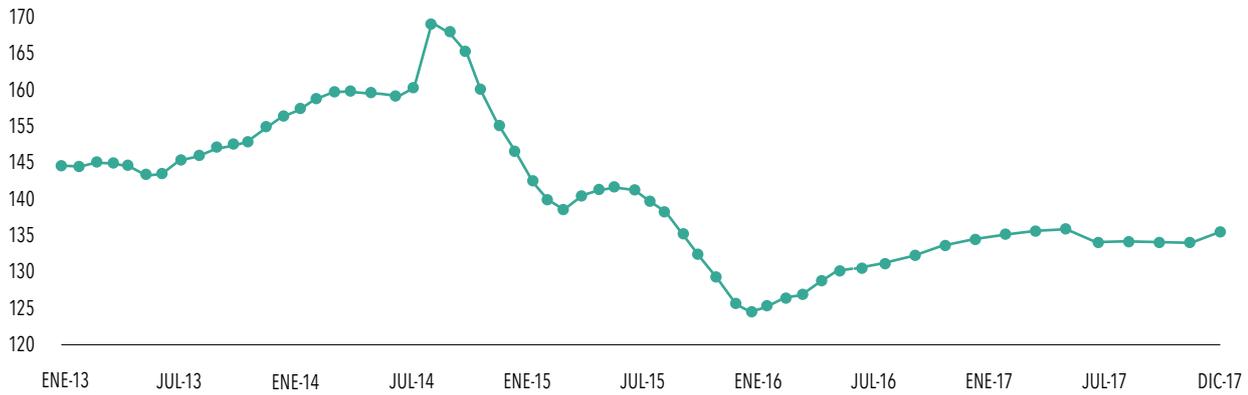
72,63

▲ 21%	▲ 30%	▲ 0,2%
DIC. 2016	NOV. 2014	TCMC*

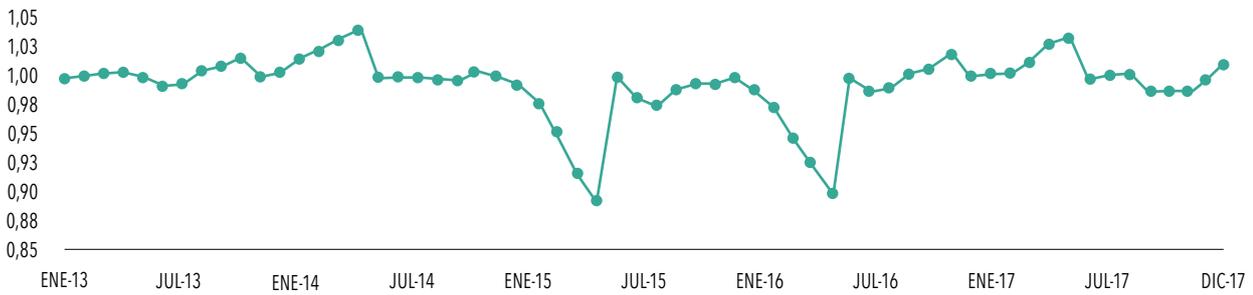
*: La línea azul de valor 1 (constante) representa la relación entre el indexador mensual y el indexador que se calcula semestralmente en mayo y noviembre. Por lo tanto, para esos meses el indexador tiene valor 1 y se usa como referencia para el resto del año.



EVOLUCIÓN PRECIO MONÓMICO COCHAMÓ-HORNOPIRÉN EN \$/kWh



EVOLUCIÓN INDEXADOR PRECIO MONÓMICO COCHAMÓ-HORNOPIRÉN



Fuente: CNE

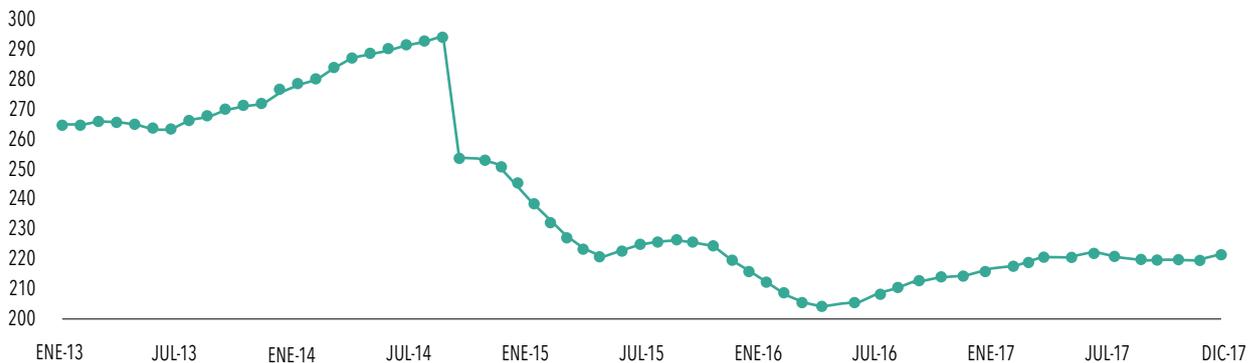
DIC 2017

VARIACIÓN PRECIO MONÓMICO COCHAMÓ-HORNOPIRÉN EN \$/kWh

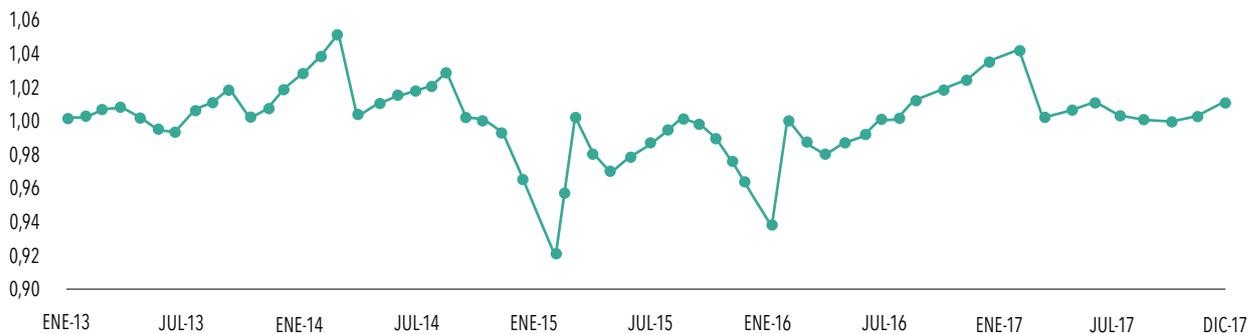
137,08

▼ -34% ▼ -48% ▼ -0,5%
 DIC. 2015 NOV. 2014 TCMC*

EVOLUCIÓN PRECIO MONÓMICO PUERTO WILLIAMS EN \$/kWh



EVOLUCIÓN INDEXADOR PRECIO MONÓMICO PUERTO WILLIAMS



Fuente: CNE

DIC 2017

VARIACIÓN PRECIO MONÓMICO PUERTO WILLIAMS EN \$/kWh

221,63

▼ -59% ▼ -66% ▼ -0,4%

DIC. 2015 | NOV. 2014 | TCMC*



14. DEFINICIÓN DE LOS PARÁMETROS Y VALORES BASE

IPC: Índice de precios al consumidor, índice general, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE), correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que las tarifas resultantes serán aplicadas.

CPI: Consumer Price Index (All Urban Consumers), publicado por el Bureau of Labor Statistics (BLS) del Gobierno de los Estados Unidos de América (Código BLS: CUUR0000SA0), correspondiente al tercer mes anterior a aquel mes en que las tarifas resultantes serán aplicadas.

PPI: U.S. Producer Price Index (All Commodities), publicado por el Bureau of Labor Statistics (BLS) del Gobierno de los Estados Unidos de América (Código BLS: WPU00000000), correspondiente al sexto mes anterior a aquel mes en que las tarifas resultantes serán aplicadas.

D: Índice de productos importados calculado como $D = T_c \times (1 + T_a)$, con:

T_c : Tipo de cambio observado para el dólar de los Estados Unidos de América, publicado por el Banco Central de Chile, "Dólar Observado". Se utilizará el valor promedio del segundo mes anterior a aquel en que las tarifas serán aplicadas.

T_a : Tasa arancelaria vigente para la importación de equipo electromecánico. Se utilizará el valor vigente del último día hábil del segundo mes anterior a aquel en que las tarifas serán aplicadas.

Concordantemente con lo anterior, los valores base se muestran en la tabla siguiente:

PARÁMETRO	VALOR BASE	MES
IPC_0	110,86	NOVIEMBRE 2015
CPI_0	237,838	OCTUBRE 2015
PPI_0	139,9	JULIO 2015
D_0	746,24	NOVIEMBRE 2015

Las empresas concesionarias deberán aplicar los índices IPC, PPI, CPI y D de acuerdo con las condiciones establecidas en el artículo 191º de la ley.

7.9 Factor de invierno (FI) En las opciones tarifarias BT1a y BT1b, el factor de invierno (FI) dependerá del Sistema Eléctrico en el cual se encuentre el cliente y su valor corresponderá al resultante del siguiente cálculo:

$$FI = \frac{12}{\text{Meses}_{HP-SE}}$$

En que:

Meses HP-SE: Cantidad anual de meses en que se han definido horas de punta para el Sistema Eléctrico, establecidos de acuerdo a los decretos de precios de nudo de corto plazo que se fijan semestralmente.

En las páginas siguientes se presenta la evolución de los indexadores del VAD, separados por área típica de distribución y por tipo de tensión, según corresponda para CDAT y CDBT. Como referencia, presentamos la asignación de área típica para cada una de las empresas distribuidoras según el Decreto N°1T/2012 Proceso de Fijación de Tarifas de Distribución 2012-2016.

Área Típica Empresa Distribuidora

1 Chilectra

2 Elecda, Emelat, EEPA, Luz Andes, CGED y CEC

3, Eliqsa, Chilquinta, Conafe, Edelmag

4 Litoral, EEC, Saesa, Edecsa, Emelari

5 Coopelan, Luzlinares, Luzparral, Luz Osorno Codiner

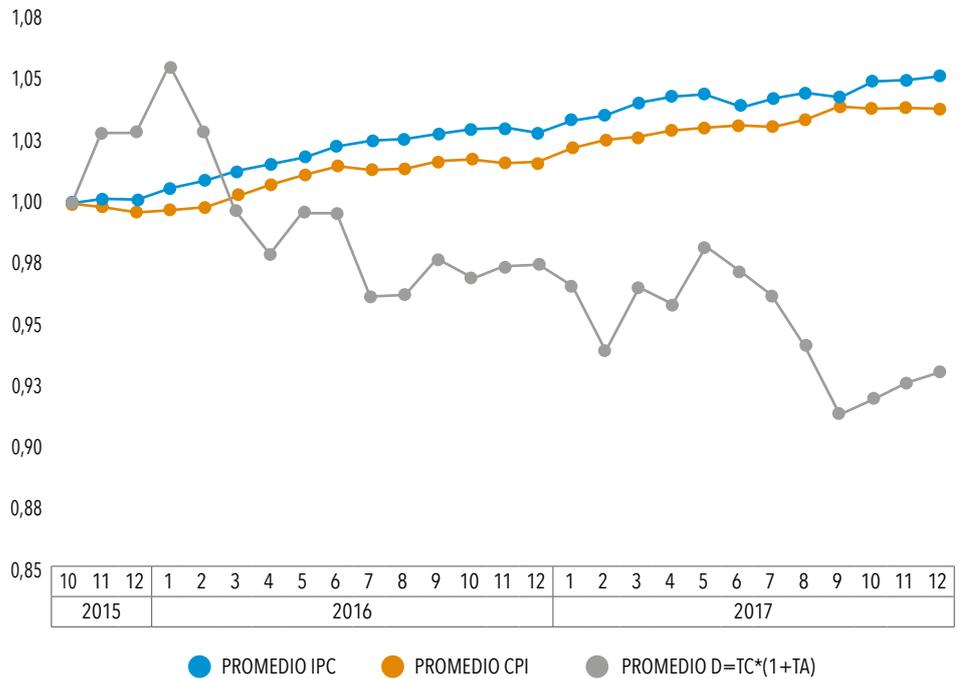
6 Coopersol, Edelayés, Copelec, Coelcha, Socoepe, CRELL, Sasipa Emelca Tilttil Cooprel

A continuación presentamos la evolución de los parámetros e indicadores anteriormente mencionados, tomando como Índices Base los promedios del 4° Trimestre de 2011 = 1,00.

<https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/07/11T-2016-VAD-2016-2020.pdf>



EVOLUCIÓN PARÁMETROS DE INDEXACIÓN VAD (BASE 4T 2011 = 100)



Fuente: CNE

VARIACIÓN DE PARÁMETROS DE INDEXACIÓN VAD

DIC 2017

IPC

116,5

▲ 2,3% (DIC 2016) ▲ 5,0% (OCT 2015) ▲ 0,2% (TCAC)

CPI

246,5

▲ 2,1% (DIC 2016) ▲ 3,7% (OCT 2015) ▲ 0,2% (TCAC)

$D = T_c \times (1 + T_a)$

675,1

▼ -4,5% (DIC 2016) ▼ -7,1% (OCT 2015) ▼ -0,4% (TCAC)

EVOLUCIÓN INDEXADORES CDAT POR ÁREA TÍPICA DE DISTRIBUCIÓN ENTRE ENERO 2012 Y DICIEMBRE 2016



Fuente: CNE

VARIACIÓN INDEXADORES CDAT POR ÁREA TÍPICA EN \$/kW/mes

DIC 2017

CDAT 1

1.608

▲ 0,4% ▲ 0,3% ▲ 0,03%
 DIC 2016 NOV 2016 TCAC

CDAT 2

3.137

▲ 0,4% ▲ 0,3% ▲ 0,03%
 DIC 2016 NOV 2016 TCAC

CDAT 3

4.377

▲ 0,4% ▲ 0,4% ▲ 0,04%
 DIC 2016 NOV 2016 TCAC

CDAT 4

5.965

▲ 0,2% ▲ 0,2% ▲ 0,02%
 DIC 2016 NOV 2016 TCAC

CDAT 5

13.758

▲ 0,2% ▲ 0,2% ▲ 0,02%
 DIC 2016 NOV 2016 TCAC

CDAT 6

15.767

▲ 0,4% ▲ 0,4% ▲ 0,04%
 DIC 2016 NOV 2016 TCAC



EVOLUCIÓN INDEXADORES CDBT POR ÁREA TÍPICA DE DISTRIBUCIÓN ENTRE ENERO 2012 Y DICIEMBRE 2017



Fuente: CNE

VARIACIÓN INDEXADORES CDBT POR ÁREA TÍPICA EN \$/kW/mes

DIC 2017

CDBT 1
6.500
 ▼ 0,3% ▲ 0,3% ▲ 0,03%
 DIC 2016 NOV 2016 TCAC

CDBT 2
9.321
 ▼ 0,2% ▲ 0,2% ▲ 0,02%
 DIC 2016 NOV 2016 TCAC

CDBT 3
13.116
 ▼ 0,3% ▲ 0,2% ▲ 0,02%
 DIC 2016 NOV 2016 TCAC

CDBT 4
14.271
 0,0% 0,0% 0,0%
 DIC 2016 NOV 2016 TCAC

CDBT 5
29.114
 ▼ 0,1% ▲ 0,1% ▲ 0,01%
 DIC 2016 NOV 2016 TCAC

CDBT 6
31.495
 ▼ 0,3% ▲ 0,3% ▲ 0,03%
 DIC 2016 NOV 2016 TCAC



15. CUENTA TIPO POR SISTEMA BT1a / AT4.3

CUENTA TIPO BT1a 2017

Los precios* y cuentas tipo son calculados al 1 de diciembre de 2017, tomando como referencia el Decreto 1T/2012, que fija las tarifas de suministro eléctrico de Distribución; el Decreto 17T/2017, que fija Precios de Nudo de Corto Plazo; el Decreto 24T, que fija Precios de Nudo Promedio en el Sistema Interconectado Central y Sistema Interconectado del Norte Grande, y el Decreto N°14/2012, que fija las Tarifas de Sistemas de Subtransmisión y de Transmisión Adicional y sus fórmulas de indexación.

Con el fin de entregar una visión global de los niveles de la Cuenta Tipo a nivel nacional, en la siguiente figura se presentan los valores correspondientes a las tarifas BT1a y AT4.3, las más representativas del cliente residencial e industrial, respectivamente.

La cuenta tipo considera un consumo de 180 kWh para la opción tarifaria BT1a y 44.435 kWh para la opción tarifaria AT4.3.

*Todos los valores de precios presentados incluyen IVA.

PROMEDIO POR REGIÓN



PROMEDIO POR REGIÓN

CUENTA TIPO
AT4.3 2017

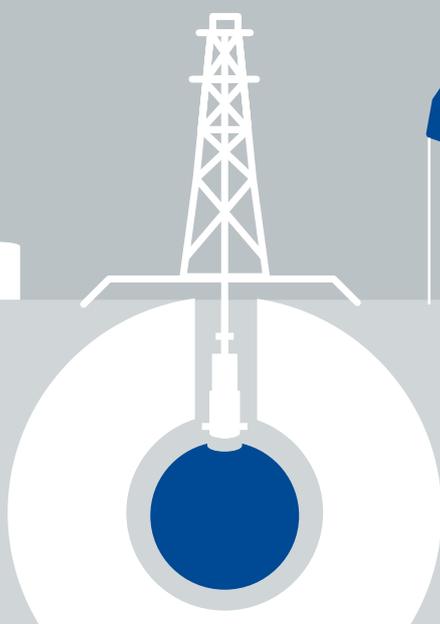
Fuente: CNE



SECTOR HIDROCARBUROS

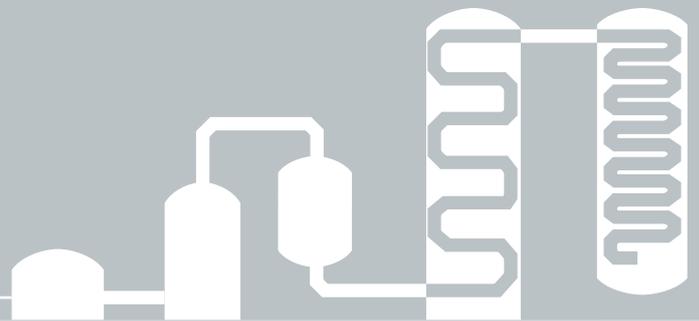
La industria de los hidrocarburos supervisada por la CNE comprende las actividades de importación, producción/refinación, almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de combustibles derivados del petróleo, carbón y gas natural, incluyendo en este último caso la regasificación de gas natural licuado. En nuestro país, esta actividad es desarrollada principalmente por privados; no obstante, la participación de la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), de propiedad estatal, es relevante en el mercado de producción de combustibles líquidos y distribución/importación de gas natural licuado.

El mercado de los combustibles líquidos derivados del petróleo y del carbón es una actividad desregulada; en este sentido, los principios que rigen este mercado son la libertad absoluta de emprendimiento y libertad en la determinación de precios. En gas natural existe un marco legal que regula la actividad, definiendo



a la distribución como de servicio público y otorgando concesiones para su operación. En este sentido, la legislación vigente establece para las empresas concesionarias de servicio público de distribución de gas, como regla general, un régimen de libertad tarifaria regulada, con fijación tarifaria eventual, salvo para la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena en que la ley definió la necesidad de fijar tarifas en forma permanente, dada su condición de monopolio natural. Al respecto, cabe destacar que durante 2016 se espera la promulgación de una ley que perfecciona la regulación del sector, especialmente respecto del segmento de distribución de gas concesionada y no concesionada.

Los organismos públicos que se relacionan con el mercado de los hidrocarburos son, por una parte, el Ministerio de Energía, organismo público responsable de colaborar con las funciones de gobierno y administración del sector Energía; la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, responsable de fiscalizar el cumplimiento de la normativa del sector, y la Comisión Nacional de Energía (CNE), que tiene la labor de monitoreo y propuesta de normativa en pro de la eficiencia y competencia del sector. Para ello, y dado que el sector es esencialmente desregulado, la CNE ha puesto a disposición del público información estadística veraz y oportuna que reduce asimetrías de información. Además, desarrolló sendos portales de información de precios en línea de venta a usuario final de varios combustibles, que entregan una base de datos para análisis y comportamiento de mercados y además mantienen informada a la ciudadanía respecto de sus mejores opciones.



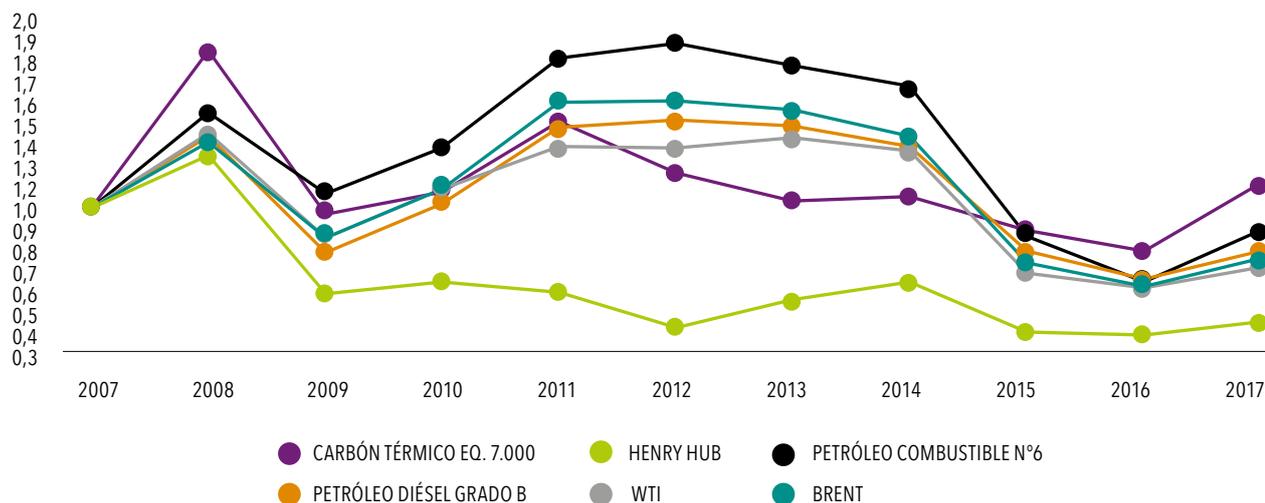
01. PRECIOS INTERNACIONALES DE COMBUSTIBLES REFERENCIA

En este apartado se detallan los principales indicadores de los precios internacionales. En concreto, se detalla la evolución de los precios durante el año móvil del petróleo West Texas Intermediate (WTI), que es el petróleo de referencia para el mercado de Estados Unidos; del petróleo Brent, el cual marca el precio de referencia en los mercados europeos; 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; el precio del carbón mineral térmico EQ 7000 kCal/kg, referencia para las importaciones de carbón a Chile, y, por último, los precios internacionales de los combustibles petróleo diésel grado B y combustible N°6.

A continuación se presenta la evolución conjunta de todos los precios internacionales, tomando como base 100 los valores correspondientes al 2007, para cada uno de ellos.

Posterior a ello, podrán ver la evolución de cada uno de los indicadores y sus variaciones en el tiempo.

EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS INTERNACIONALES DE COMBUSTIBLES DE REFERENCIA [BASE 100 = 2006]

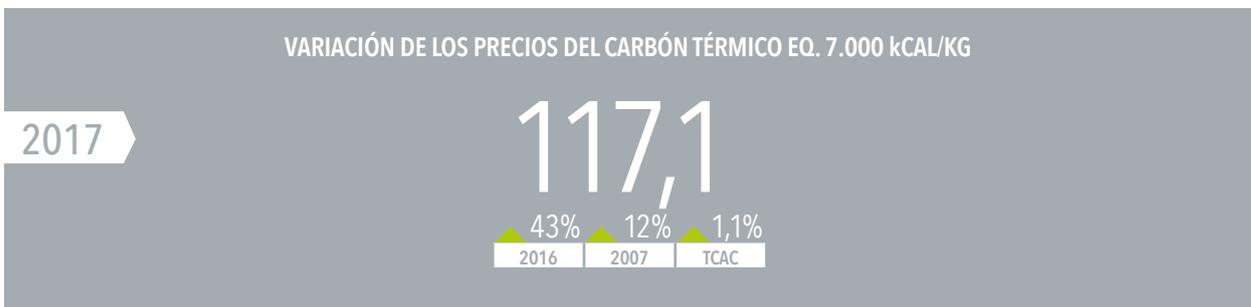


CARBÓN TÉRMICO EQ. 7.000 kCal/kg USD/Ton



Fuente: Platts's, Argus Media Inc.

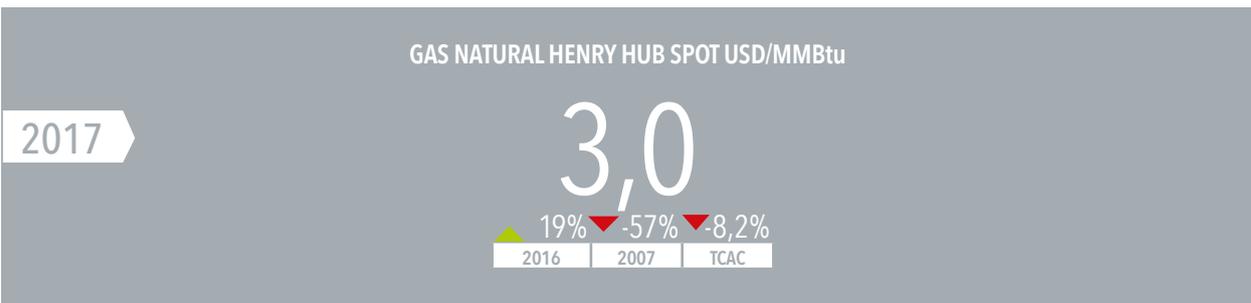
VARIACIÓN DE LOS PRECIOS DEL CARBÓN TÉRMICO EQ. 7.000 kCAL/KG



GAS NATURAL HENRY HUB SPOT US\$/MMBTU



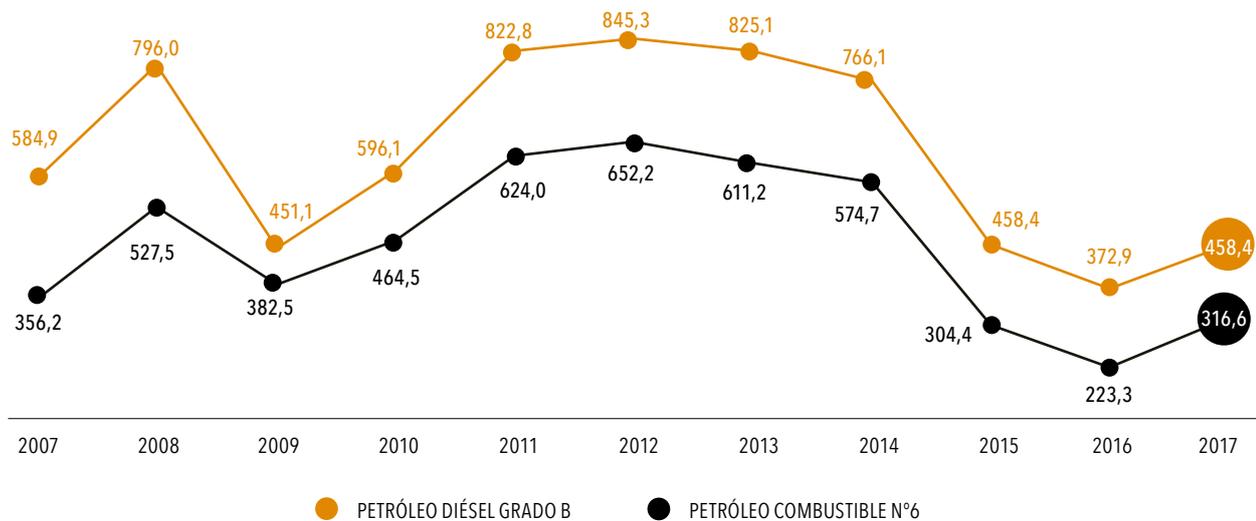
GAS NATURAL HENRY HUB SPOT USD/MMBTU



Fuente: Elaboración propia a partir de información reportada por Platt's y Argus Media



PETROLEO DIÉSEL GRADO B Y COMBUSTIBLE N°6 ENTRE LOS AÑOS 2007 Y 2017 EN USD/m³



VARIACIÓN DE LOS PRECIOS DE PETRÓLEO DIÉSEL GRADO B Y COMBUSTIBLE N°6 ENTRE LOS AÑOS 2007 Y 2017 EN USD/m³

2017

PETRÓLEO COMBUSTIBLE N°6

316,6

▲ 42% ▼ -11% ▼ -1,2%
2016 | 2007 | TCAC

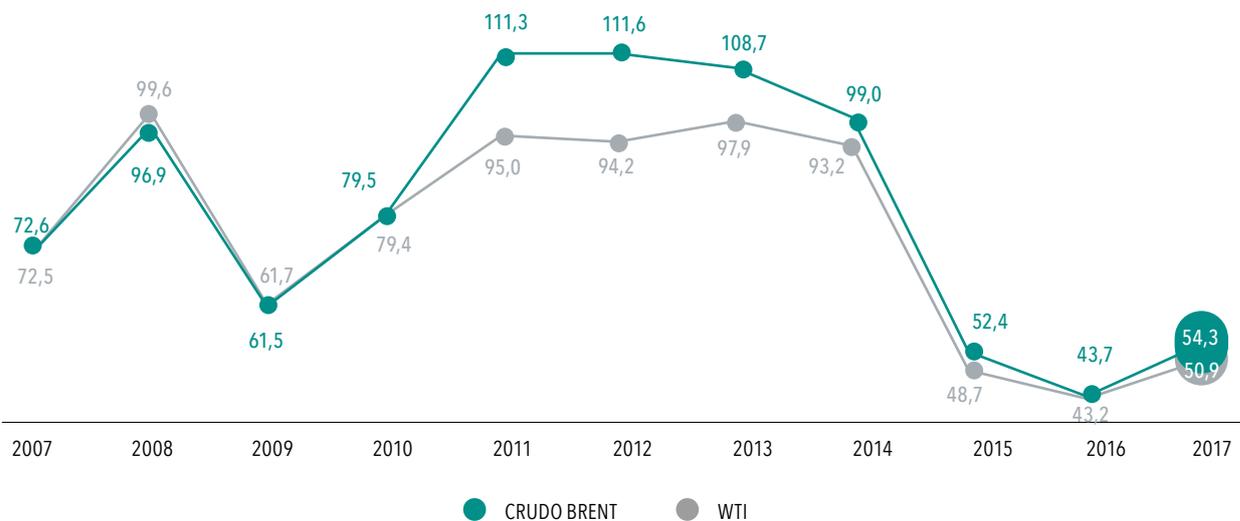
PETRÓLEO DIÉSEL GRADO B

458,4

▲ 23% ▼ -22% ▼ -2,4%
2016 | 2007 | TCAC

Fuente: CNE basado en información de Platt's y Argus Media Inc.
m³: unidad de volumen, metros cúbicos

COTIZACIÓN WTI Y BRENT DTD EN USD/bbl



EVOLUCIÓN DE LOS INDICADORES INTERNACIONALES WTI Y BRENT EN USD/bbl

2017

CRUDO BRENT

54,3

▲ 24% ▼ -25% ▼ -2,9%
2016 | 2007 | TCAC

WTI

50,9

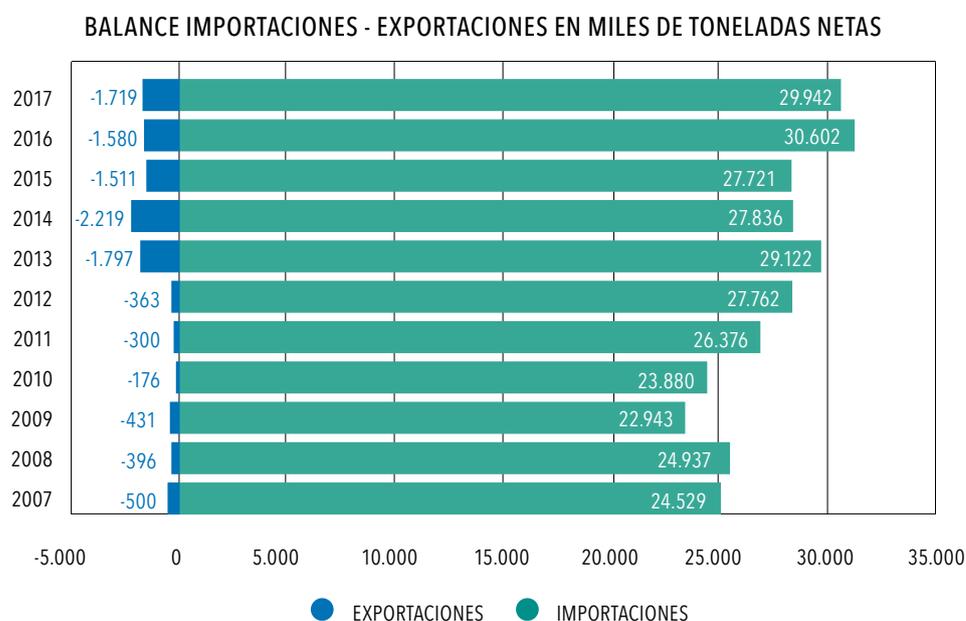
▲ 18% ▼ -30% ▼ -3,5%
2016 | 2007 | TCAC

Fuente: CNE basado en información de International Coal Report



02. IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES DE COMBUSTIBLES

Detalle de de la evolución del nivel de importaciones y exportaciones a lo largo de la última década.



Fuente: Elaboración propia a partir de información reportada por Comex-Aduana

IMPORTACIONES

TABLA DETALLE DE LAS IMPORTACIONES REALIZADAS HACIA CHILE ENTRE LOS AÑOS 2007 Y 2017 EN MILES DE TONELADAS NETAS

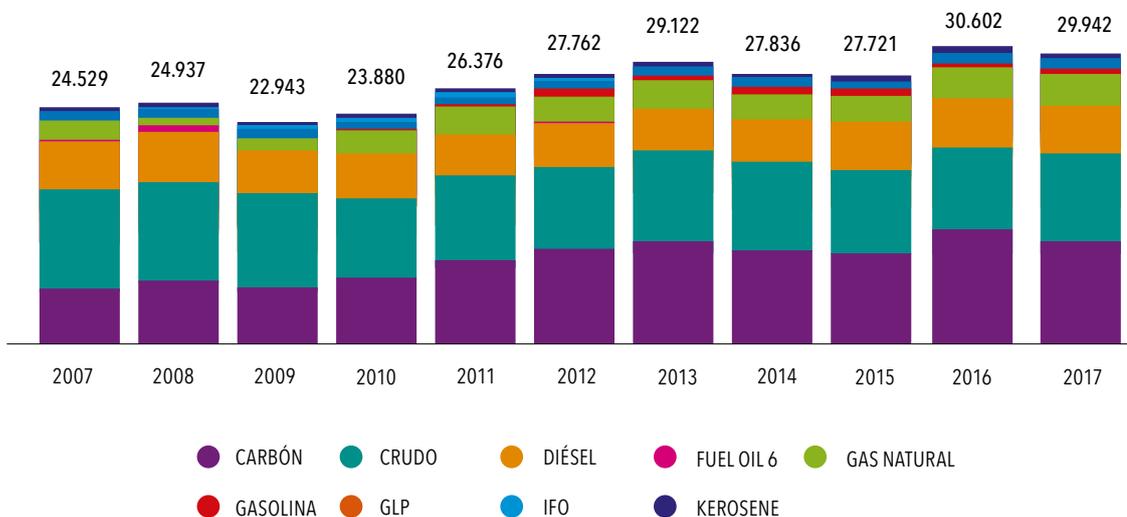
IMPORTACIONES COMBUSTIBLE	MILES DE TONELADAS NETAS										
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
CARBÓN	6.290	7.082	6.400	7.366	9.116	10.426	11.284	10.182	9.873	11.901	11.131
CRUDO	10.095	10.012	9.554	7.993	8.642	8.075	8.941	8.884	8.462	8.418	8.828
DIÉSEL	4.808	5.007	4.223	4.548	4.064	4.495	4.264	4.375	4.765	5.042	4.833
FUEL OIL 6	191	632	106	0	0	85	67	0	0	0	0
GAS NATURAL	1.887	844	1.217	2.446	2.936	2.707	2.682	2.633	2.683	3.251	3.145
GASOLINA	0	2	0	12	96	610	513	604	554	409	525
GLP	974	969	927	802	789	759	1.045	971	985	1.052	1.183
IFO	0	44	374	426	529	327	21	0	1	0	1
KEROSENE	285	344	142	286	203	277	305	187	398	530	296
TOTAL GENERAL	24.529	24.937	22.943	23.880	26.376	27.762	29.122	27.836	27.721	30.602	29.942

*IFO: Intermediate Fuel Oil es un combustible marino perteneciente al grupo de los fuels residuales, utilizado por buques tanque en el mercado internacional.

Fuente: Aduana - Comex



EVOLUCIÓN IMPORTACIONES A CHILE EN MILES DE TONELADAS NETAS



Fuente: Aduana - Comex

VARIACIÓN DE LAS IMPORTACIONES REALIZADAS HACIA CHILE ENTRE LOS AÑOS 2007 Y 2017 EN MILES DE TONELADAS NETAS

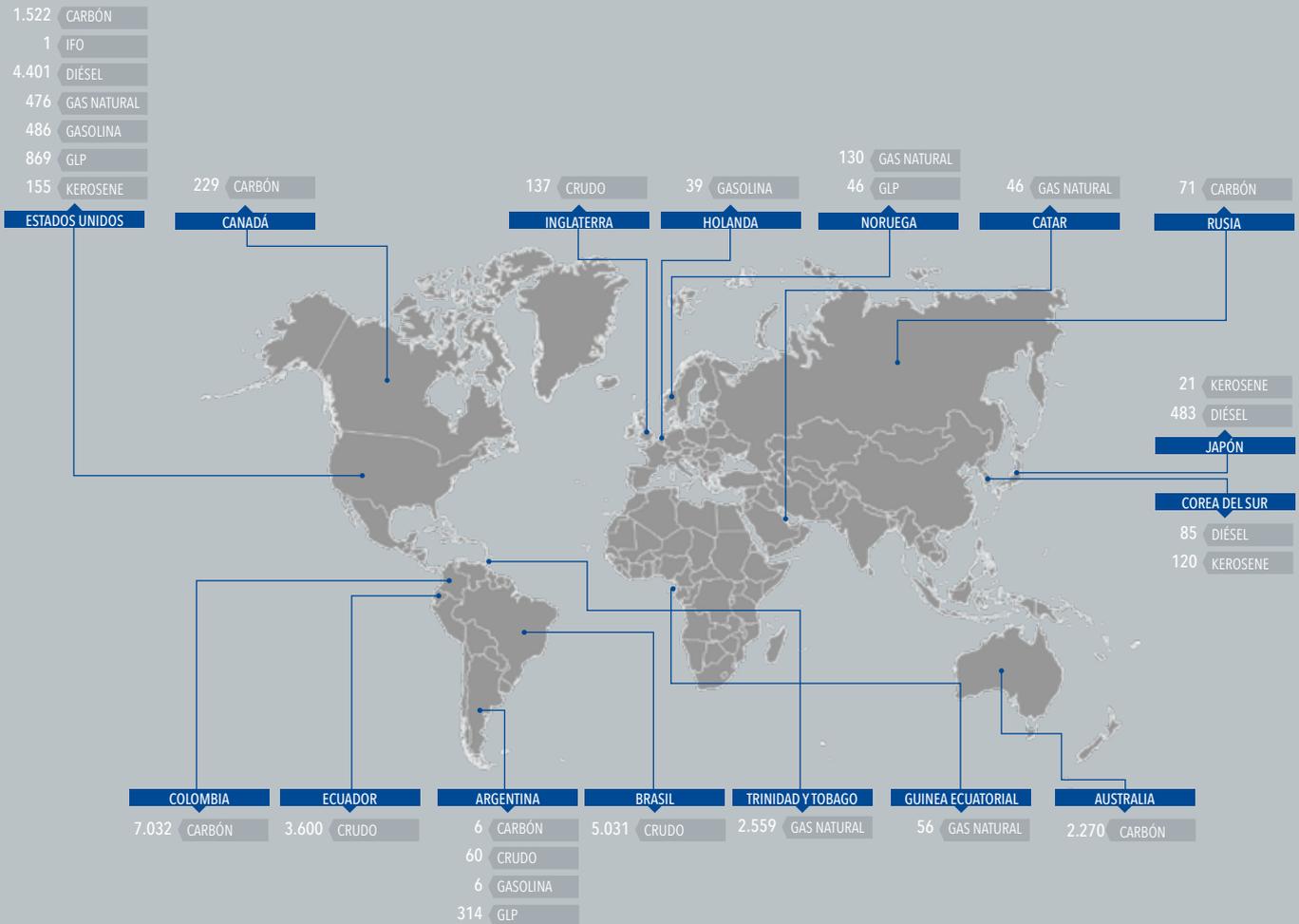
2017

29.942

-2,2% 22% 2,0%
2016 2007 TCAC



DETALLE DE LAS IMPORTACIONES REALIZADAS EN 2016 POR PAÍS DE ORIGEN DEL COMBUSTIBLE, EN MILES DE TONELADAS NETAS



*Otros: 2.215 toneladas netas

Fuente: Aduana - Comex

EXPORTACIONES

TABLA DETALLE DE LAS EXPORTACIONES REALIZADAS DESDE CHILE ENTRE LOS AÑOS 2007 Y 2017 EN TONELADAS NETAS

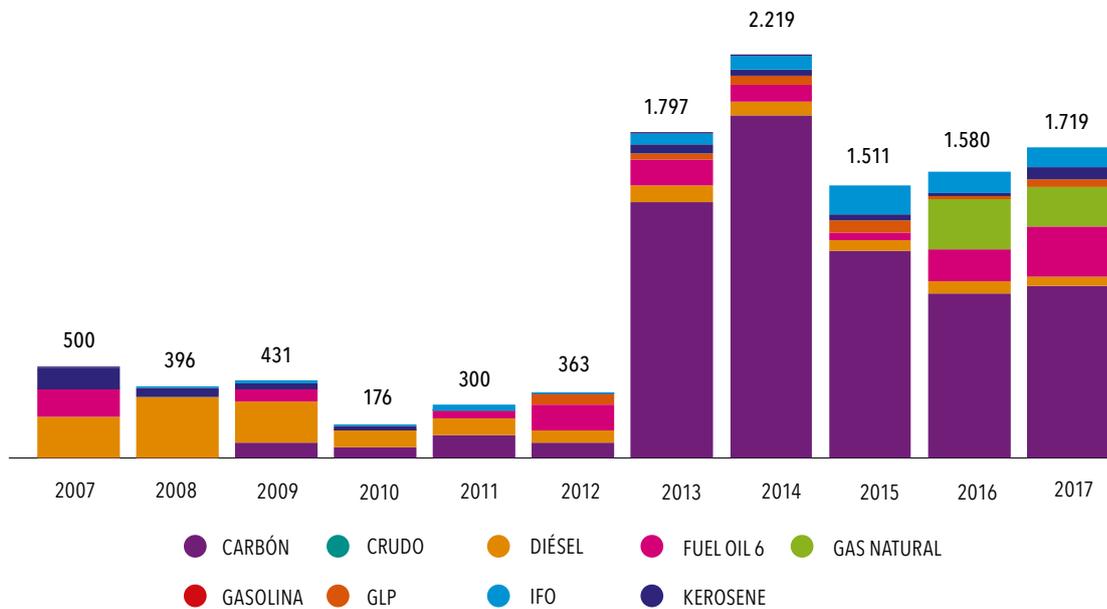
TIPO ARANCEL REPORTE	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
CARBÓN	0	0	88	65	128	90	1.415	1.893	1.143	911	956
CRUDO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIÉSEL	227	335	225	88	97	67	94	81	59	64	46
FUELOIL 6	157	0	65	0	40	144	137	90	47	181	283
GAS NATURAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	275	211
GASOLINA	0	0	2	4	1	51	40	48	65	22	50
GLP	115	56	35	18	0	2	52	35	38	13	61
IFO	0	5	17	0	35	9	54	72	159	115	113
KEROSENE	0	0	0	0	0	0	6	0	0	0	0
TOTAL GENERAL	500	396	431	176	300	363	1.797	2.219	1.511	1.580	1.719

Fuente: Aduana - Comex

*IFO: El IFO (Intermediate Fuel Oil) es un combustible marino perteneciente al grupo de los fuels residuales, utilizado por buques tanque en el mercado internacional.



EVOLUCIÓN DE LAS EXPORTACIONES REALIZADAS DESDE CHILE ENTRE LOS AÑOS 2007 Y 2017 EN MILES DE TONELADAS NETAS



Fuente: Aduana - Comex

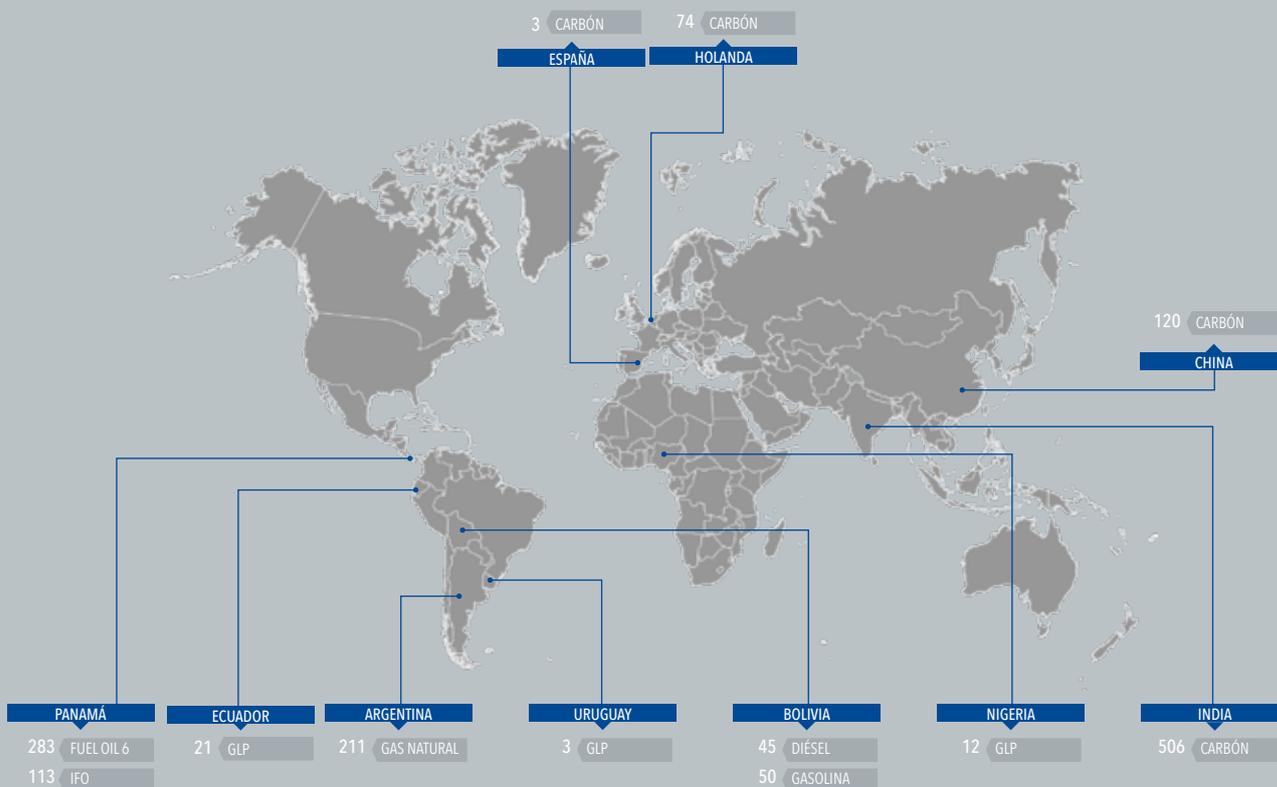
VARIACIÓN DE LAS EXPORTACIONES REALIZADAS DESDE CHILE ENTRE LOS AÑOS 2007 Y 2017 EN MILES DE TONELADAS NETAS

2017

1.719

8,8% 3,4% 13,1%
2016 2007 TCAC

DETALLE DE LAS EXPORTACIONES REALIZADAS EN 2016 POR PAÍS DE DESTINO DEL COMBUSTIBLE, EN MILES DE TONELADAS NETAS



*Sin descripción: 54.696 toneladas netas

Fuente: Aduana - Comex



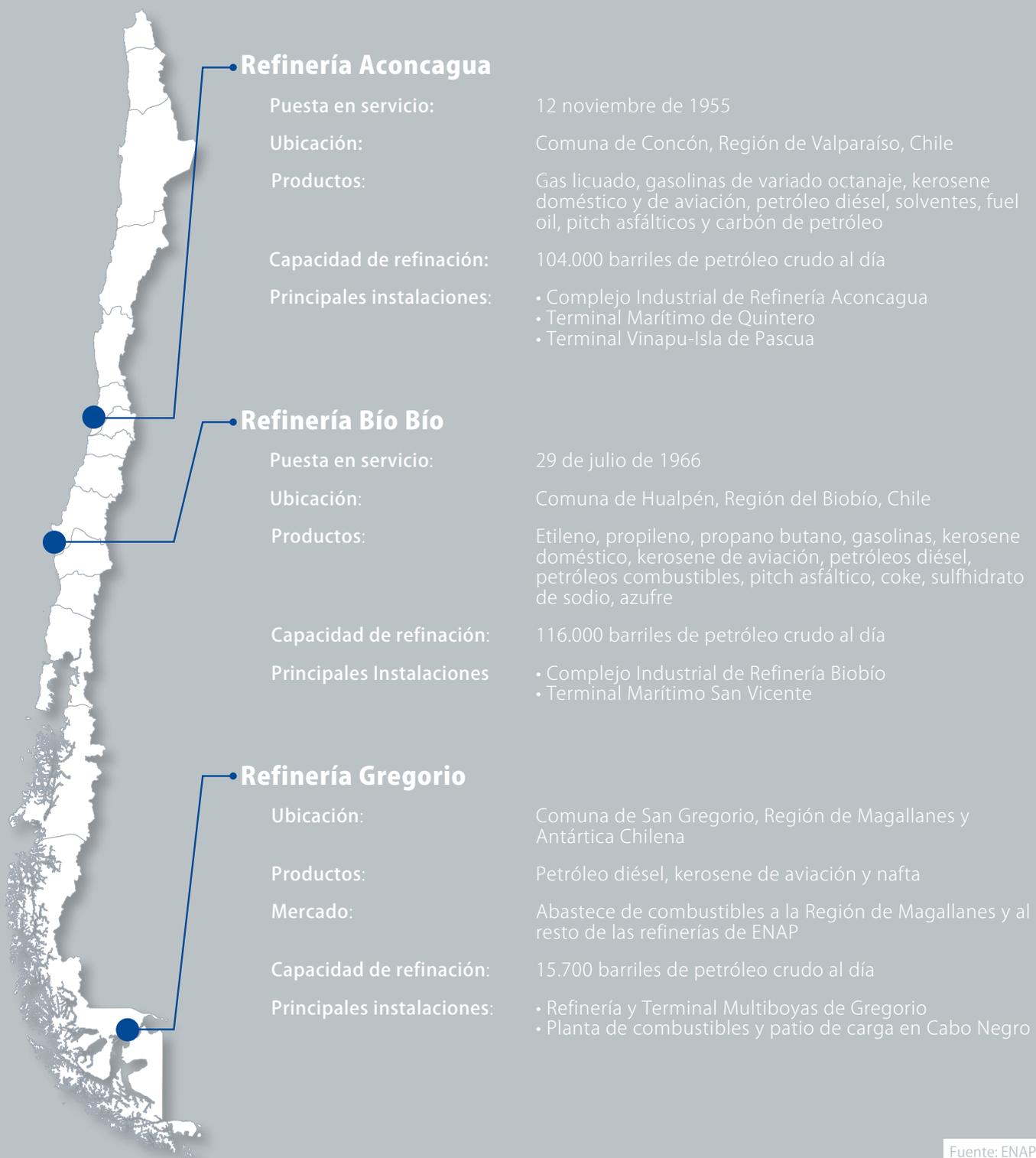
03. REFINACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE PETRÓLEO

La Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) cuenta con tres refinerías: Aconcagua, Bío Bío y Gregorio, con instalaciones industriales para la refinación de petróleo crudo, procesamiento de productos intermedios, mejoramiento de la calidad de los productos, plantas de tratamientos, terminales marítimos para la recepción de petróleo crudo, la entrega de productos y otras instalaciones industriales. Además, cuenta con estanques para el almacenamiento y entrega de productos ubicados en Maipú, San Fernando y Linares.

TOTAL DE PETRÓLEO CRUDO PROCESADO, AÑO 2017

	m ³ MILES DE M ³ /AÑO			MILLONES BARRILES/AÑO 	
ACONCAGUA	4.879	6,3% ▲ 2015	11% ▲ 2016	30,7	
BIOBIO	4.882	-2,2% ▼ 2015	-4,3% ▼ 2016	30,7	
GREGORIO	237	-10% ▼ 2015	-22% ▼ 2016	1,5	
TOTAL	9.998	1,5% ▲ 2015	1,9% ▲ 2016	62,9	

UNIDADES QUE COMPONEN LA CAPACIDAD DE REFINACIÓN EN CHILE



Fuente: ENAP



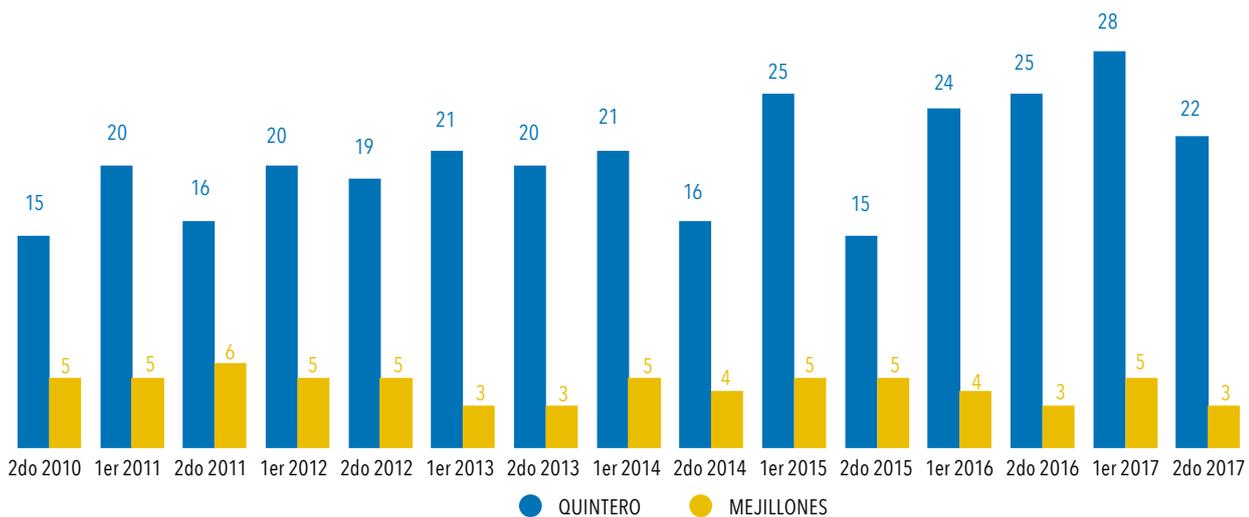
04. TERMINALES DE GAS NATURAL LICUADO

El GNL es gas natural convertido a estado líquido para facilitar su transporte y almacenamiento. En este proceso de licuefacción se remueven ciertos componentes del gas natural (polvo, gases ácidos, helio, agua e hidrocarburos pesados); posteriormente se condensa llevándolo a una temperatura de $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$ a presión atmosférica. Al ser almacenado en estado líquido se logra que ocupe cerca de 600 veces menos volumen que en su forma gaseosa. Esto permite trasladar (en camiones o barcos con condiciones criogénicas), de manera económicamente viable, el GNL por distancias considerables de forma segura, sin perder sus características fundamentales.

En Chile existen dos terminales de regasificación: el terminal GNL Quintero, ubicado en la bahía de Quintero, en la Región de Valparaíso, y el terminal GNL Mejillones, ubicado en la bahía de Mejillones, en la Región de Antofagasta, donde se procesa el producto proveniente desde países como Trinidad y Tobago, Guinea Ecuatorial y Nueva Zelanda, entre otros.

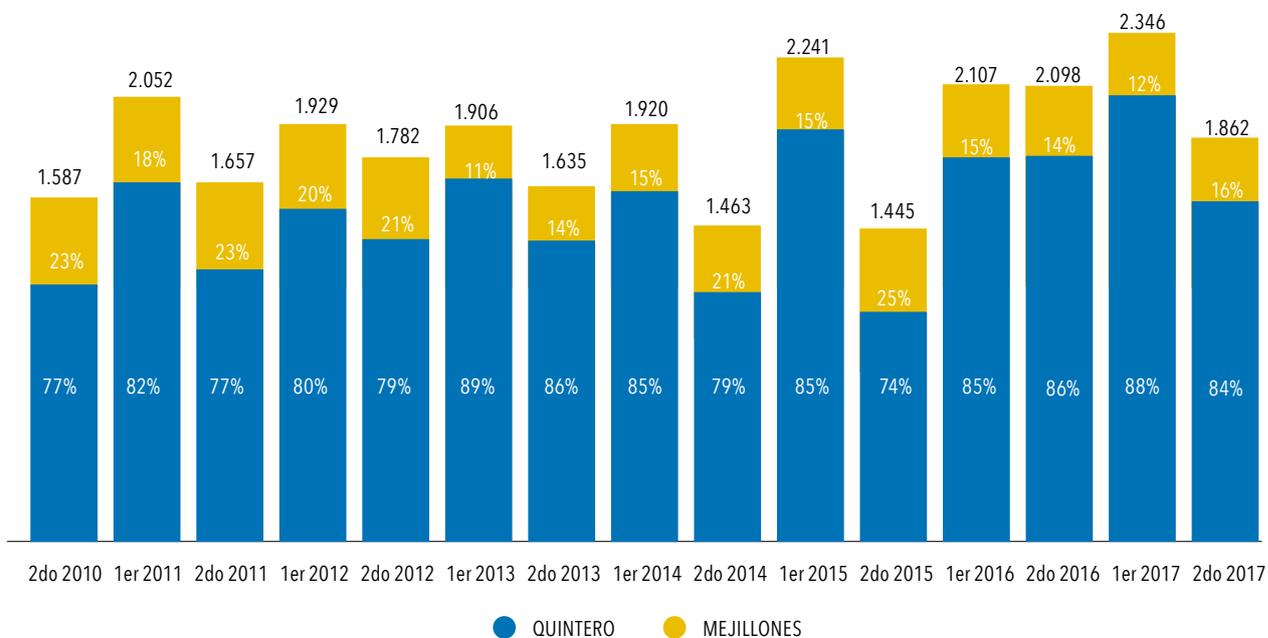
A continuación, presentamos la evolución de la producción en ambos terminales.

EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE BARCOS DE GNL RECIBIDOS ENTRE EL SEGUNDO SEMESTRE DE 2010 Y EL SEGUNDO SEMESTRE DE 2017



Fuente: GNL Quintero, GNL Mejillones

EVOLUCIÓN DE LA ENTREGA DE GAS NATURAL POR GASODUCTO ENTRE EL SEGUNDO SEMESTRE DE 2010 Y EL SEGUNDO SEMESTRE DE 2017 EN MILLONES DE METROS CÚBICOS



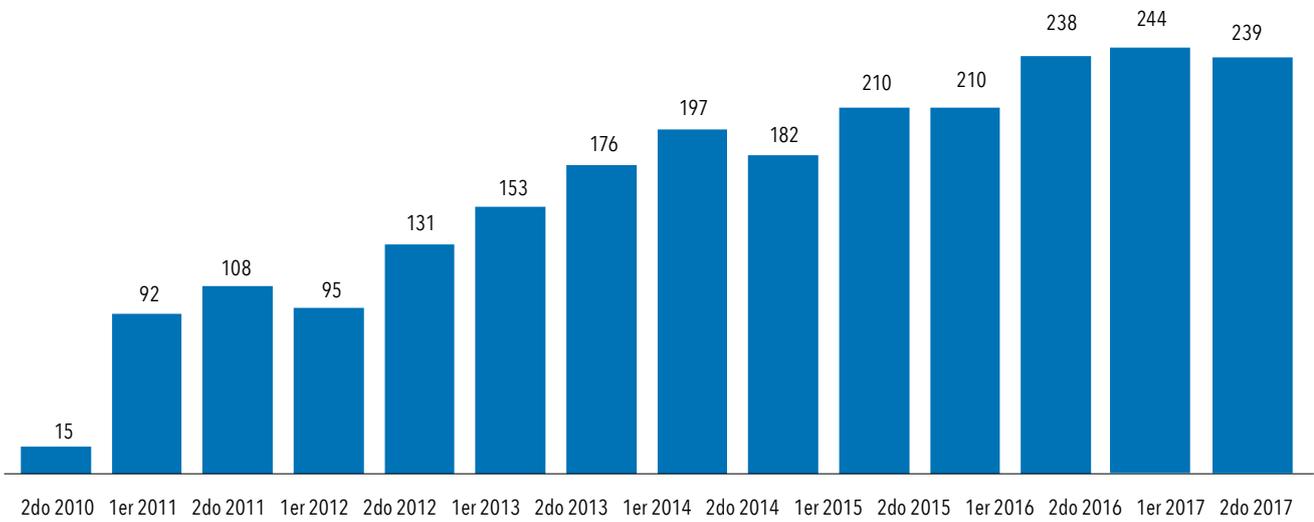
Fuente: GNL Quintero, GNL Mejillones

VARIACIÓN DE LA ENTREGA DE GAS NATURAL POR GASODUCTO EN MM mm³

2017



EVOLUCIÓN DE LA ENTREGA DE GNL EN EL TERMINAL QUINTERO A TRAVÉS DE CAMIONES CISTERNA ENTRE 2011 Y 2017 EN MILES DE METROS CÚBICOS



Fuente: GNL Quintero

VARIACIÓN DE LA ENTREGA DE GAS NATURAL POR GASODUCTO EN MILES DE m³

2017

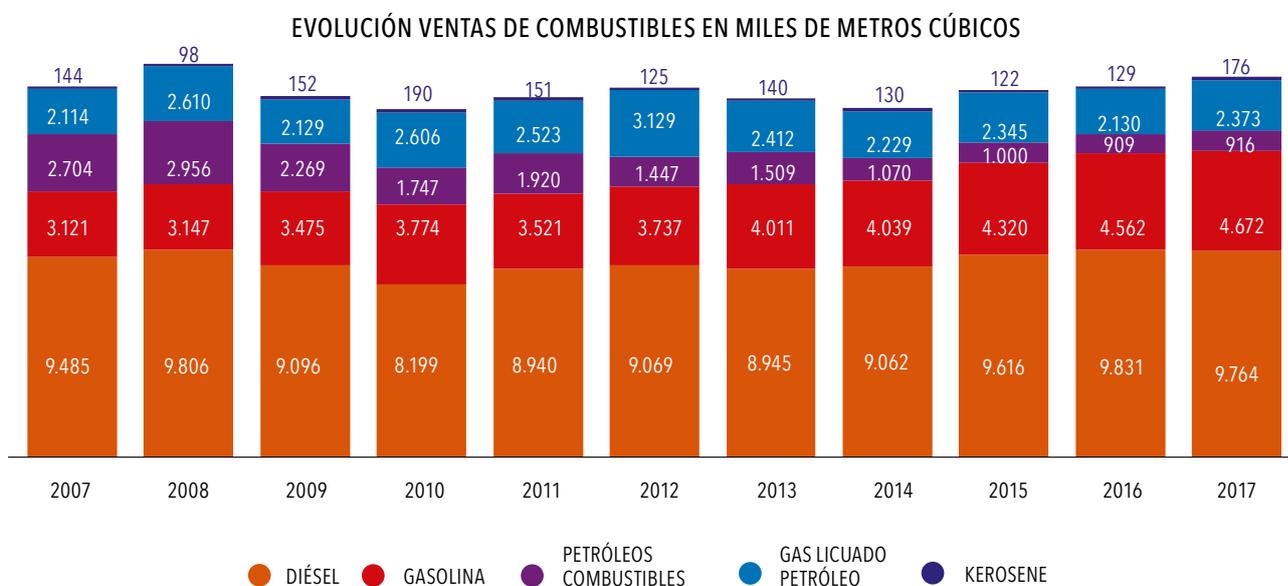
483

7,7% x4,5% 24%

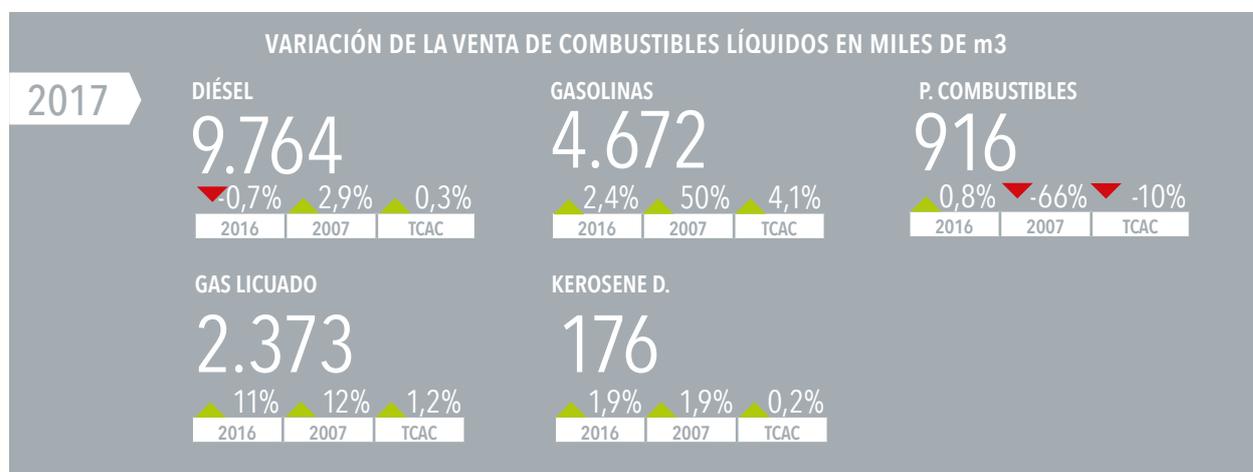
2016 2011 TCAC

05. VENTA DE COMBUSTIBLES

A continuación se detalla la evolución y variación de las ventas de los principales combustibles derivados del petróleo. Los combustibles analizados son: petróleo diésel y gasolina sin plomo de 93 octanos, gas licuado, petróleos combustibles y kerosene doméstico.



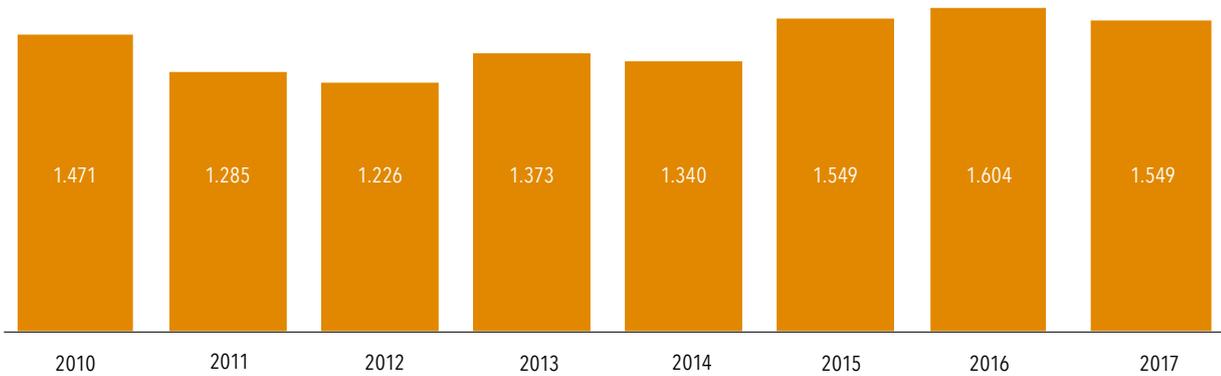
Fuente: CNE basado en información de ENAP



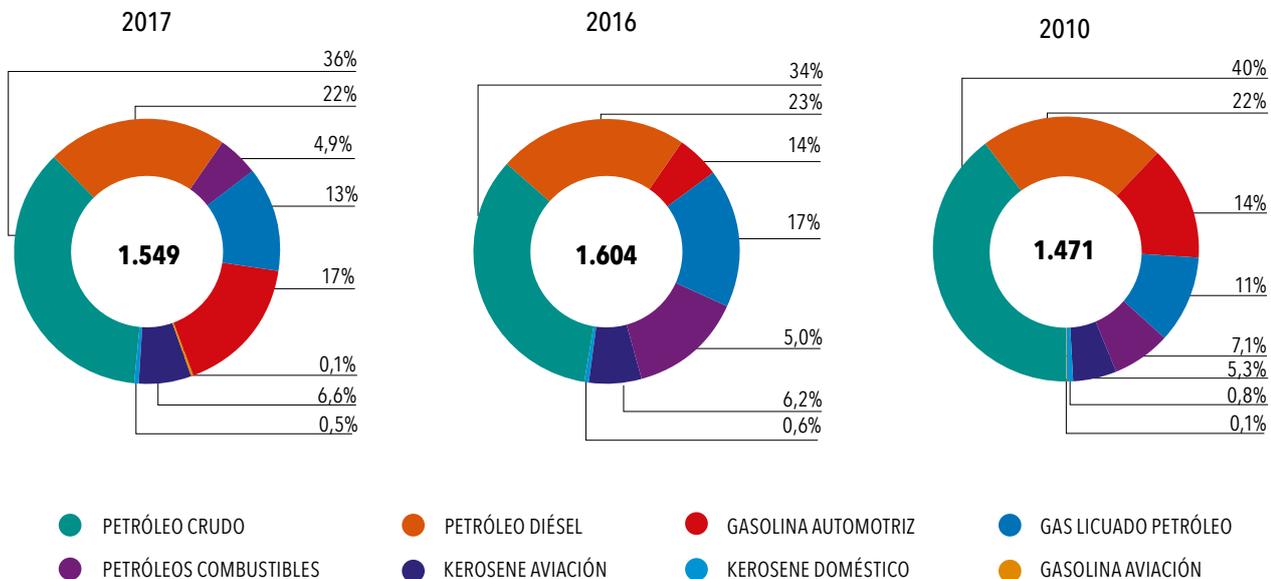
06. INVENTARIO DE COMBUSTIBLES

A continuación se presentan los niveles de inventario mensuales de combustibles (gasolina aviación, kerosene doméstico, petróleo combustible, kerosene aviación, gasolina automotriz, gas licuado, petróleo diésel y petróleo crudo) en miles de m³ para todo el país. Estos valores corresponden al cierre anual de inventario registrado al último día hábil del año calendario.

EVOLUCIÓN DEL INVENTARIO POR TIPO DE COMBUSTIBLE, EN MILES DE METROS CÚBICOS



Fuente: Elaboración propia, a partir de información proporcionada por las empresas



Fuente: Elaboración propia, a partir de información proporcionada por las empresas

VARIACIÓN DE INVENTARIO DE COMBUSTIBLES POR TIPO 2017 EN MILES DE m³

2017

1.549



PETRÓLEO CRUDO

556,8



PETRÓLEO DIÉSEL

343,4



GASOLINA AUTOMOTRIZ

262,8



GAS LICUADO PETRÓLEO

198,7



PETRÓLEOS COMBUSTIBLES

76,3



KEROSENE AVIACIÓN

101,9



KEROSENE DOMÉSTICO

8,1



GASOLINA AVIACIÓN

1,2

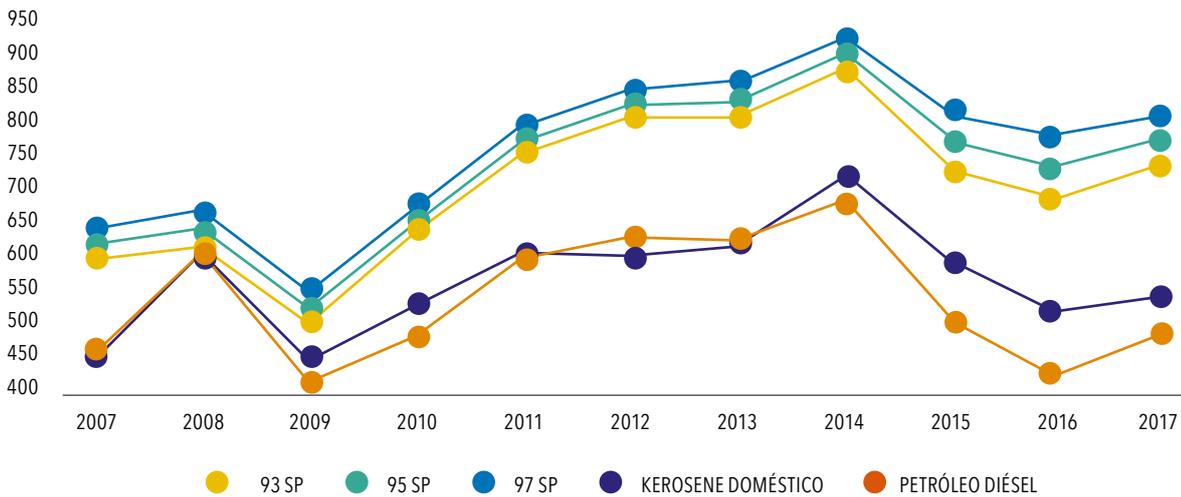


07. PRECIOS NACIONALES DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

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 los últimos 10 años, para las ciudades de Antofagasta, Valparaíso, Concepción, Puerto Montt y las comunas de la Región Metropolitana.

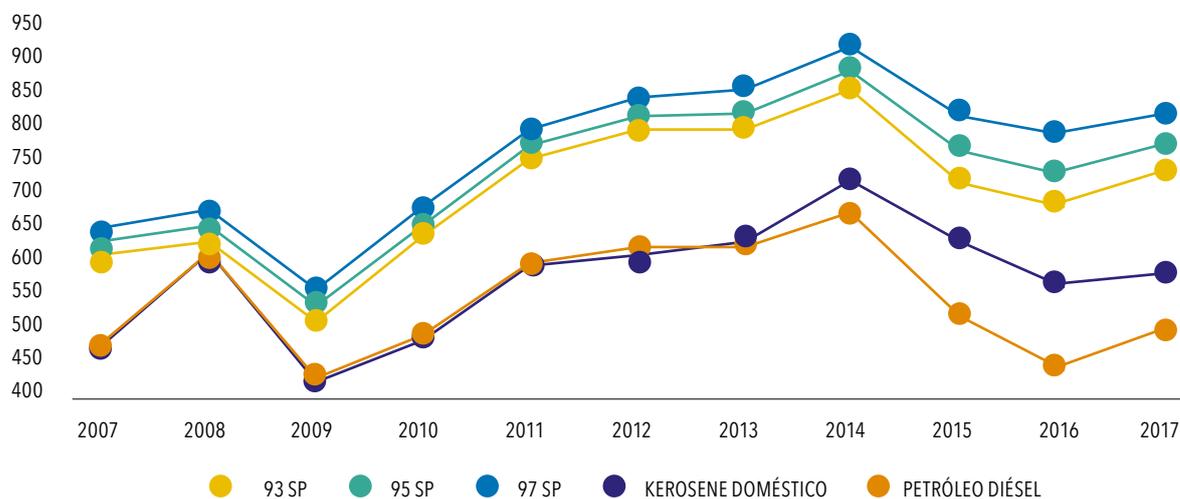
La información presentada es desarrollada por la Comisión Nacional de Energía, que en el marco de sus funciones y atribuciones legales desarrolló el Sistema de Información en Línea de Precios de Combustibles en Estaciones de Servicio www.bencinaenlinea.cl.

EVOLUCIÓN PRECIOS DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS EN ANTOFAGASTA

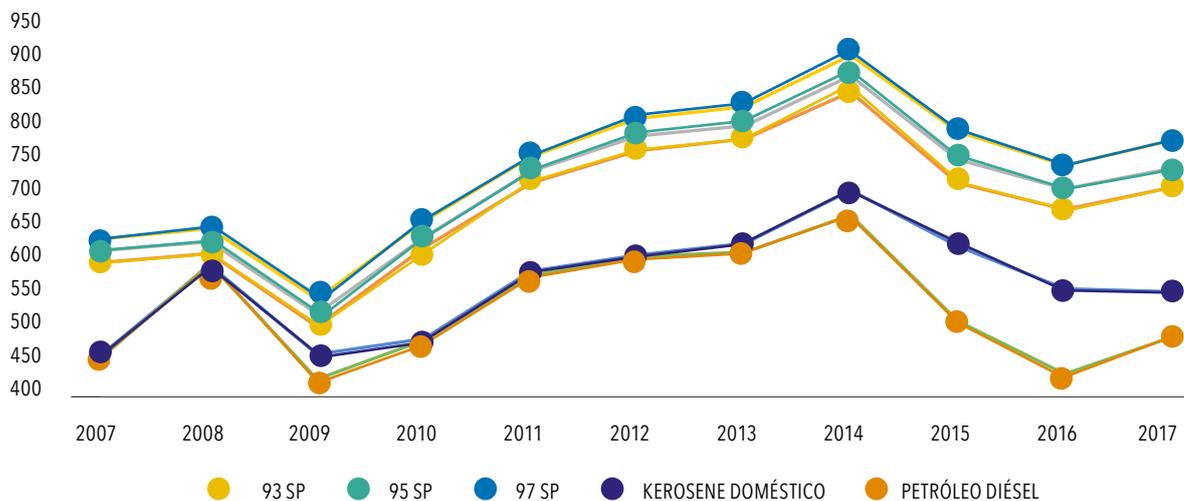


Fuente: CNE con base en información de www.bencinaenlinea.cl

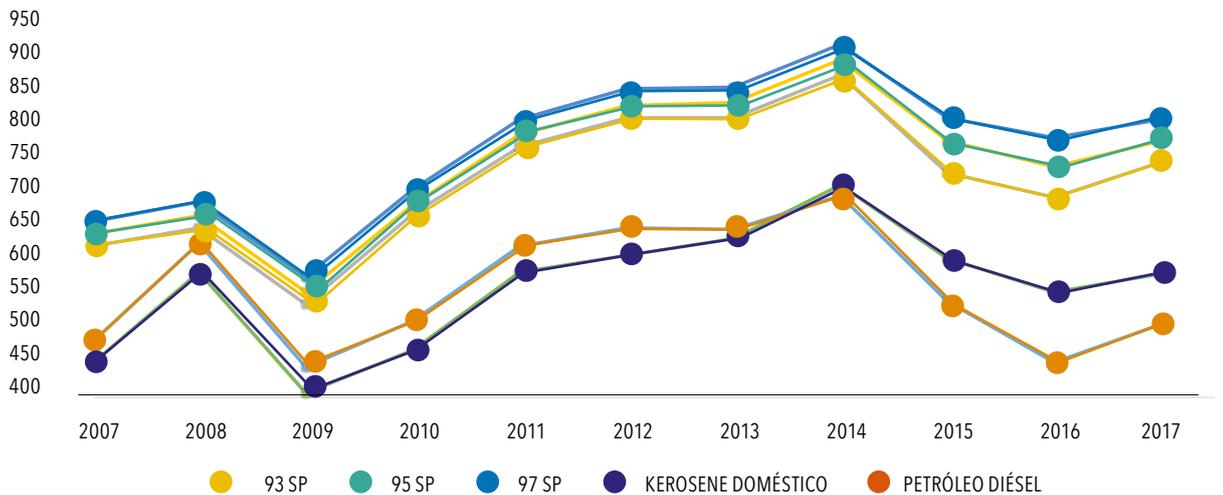
EVOLUCIÓN PRECIOS DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS EN VALPARAÍSO

Fuente: CNE con base en información de www.bencinaenlinea.cl

EVOLUCIÓN PRECIOS DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS EN METROPOLITANA

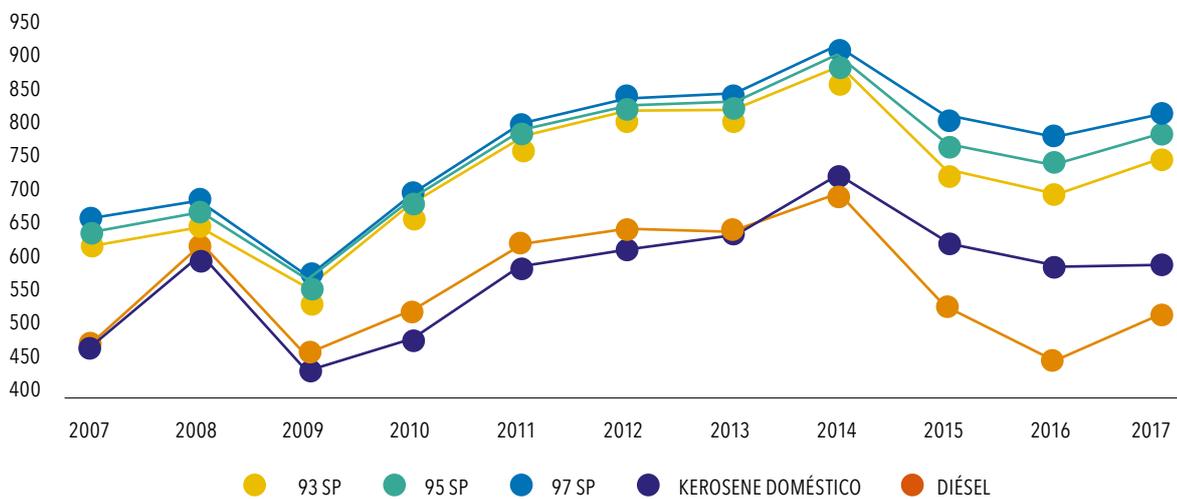
Fuente: CNE con base en información de www.bencinaenlinea.cl

EVOLUCIÓN PRECIOS DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS EN CONCEPCIÓN



Fuente: CNE con base en información de www.bencinaenlinea.cl

EVOLUCIÓN PRECIOS DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS EN PUERTO MONTT



Fuente: CNE con base en información de www.bencinaenlinea.cl

2017

ANTOFAGASTA

GASOLINA 93 SP

742



GASOLINA 95 SP

776



GASOLINA 97 SP

808



KEROSENE DOMÉSTICO

557



PETRÓLEO DIÉSEL

505



VALPARAÍSO

GASOLINA 93 SP

723



GASOLINA 95 SP

760



GASOLINA 97 SP

806



KEROSENE DOMÉSTICO

575



PETRÓLEO DIÉSEL

489



METROPOLITANA

GASOLINA 93 SP

709



GASOLINA 95 SP

738



GASOLINA 97 SP

778



KEROSENE DOMÉSTICO

555



PETRÓLEO DIÉSEL

486



2017

CONCEPCIÓN

GASOLINA 93 SP

735



GASOLINA 95 SP

767



GASOLINA 97 SP

797



KEROSENE DOMÉSTICO

577



PETRÓLEO DIÉSEL

504



PUERTO MONTT

GASOLINA 93 SP

748



GASOLINA 95 SP

778



GASOLINA 97 SP

807



KEROSENE DOMÉSTICO

591



PETRÓLEO DIÉSEL

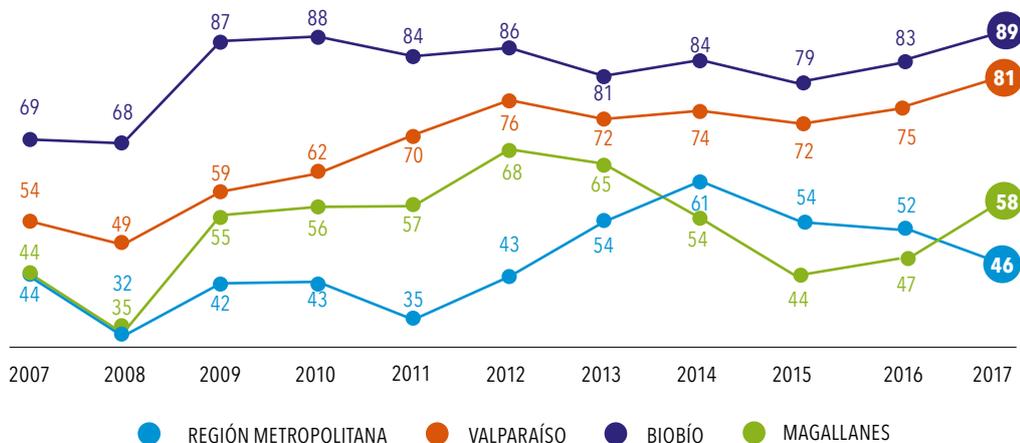
519



08. 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 de Valparaíso, Biobío, Magallanes y Metropolitana.

EVOLUCIÓN DEL MARGEN BRUTO PROMEDIO DE LA GASOLINA 93 SP EN \$/LITRO



Fuente: CNE

VARIACIÓN DEL MARGEN BRUTO PROMEDIO DE LA GASOLINA 93 SP 2017 EN \$/LITRO

2017

METROPOLITANA

46

▼ -12% 2016 ▲ 3,7% 2007 ▲ 0,4% TCAC

VALPARAÍSO

81

▲ 7,3% 2016 ▲ 50% 2007 ▲ 4,1% TCAC

BIOBÍO

89

▲ 6,7% 2016 ▲ 29% 2007 ▲ 2,6% TCAC

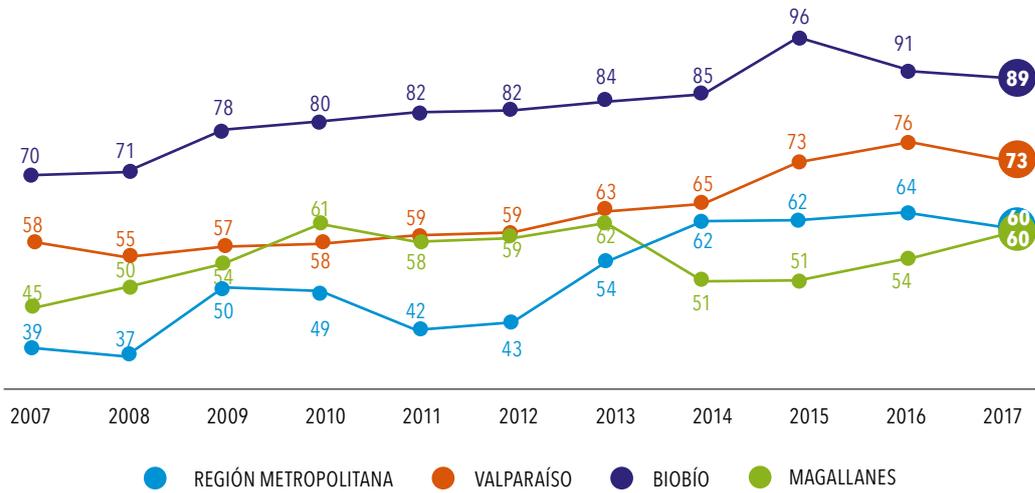
MAGALLANES

58

▲ 24% 2016 ▲ 34% 2007 ▲ 3,0% TCAC



EVOLUCIÓN DEL MARGEN BRUTO PROMEDIO PARA EL PETRÓLEO DIÉSEL EN \$/LITRO



Fuente: CNE

VARIACIÓN DEL MARGEN BRUTO PROMEDIO DE PETRÓLEO DIÉSEL EN \$/LITRO

2017

METROPOLITANA

60

▼ -6,0% ▲ 54% ▲ 4,4%
2016 2007 TCAC

VALPARAÍSO

73

▼ -3,4% ▲ 26% ▲ 2,4%
2016 2007 TCAC

BIOBÍO

89

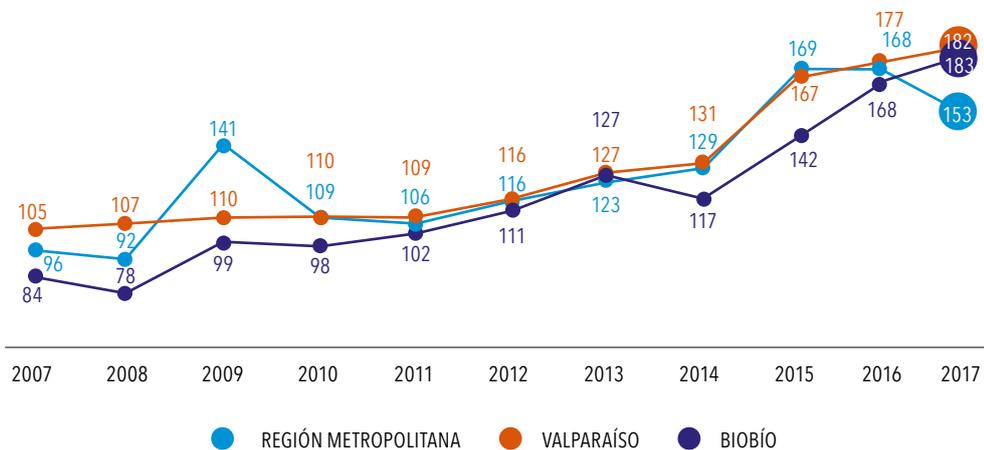
▼ -1,6% ▲ 28% ▲ 2,5%
2016 2007 TCAC

MAGALLANES

60

▲ 12% ▲ 33% ▲ 2,9%
2016 2007 TCAC

EVOLUCIÓN DEL MARGEN BRUTO PROMEDIO DEL KEROSENE EN \$/LITRO



Fuente: CNE

VARIACIÓN DEL MARGEN BRUTO PROMEDIO DE KEROSENE EN \$/LITRO

2017

METROPOLITANA

153

-9% 60% 4,8%

2016 2007 TCAC

VALPARAÍSO

183

3,1% 75% 5,7%

2016 2007 TCAC

BIOBÍO

182

7,8% 2,2% 8,0%

2016 2007 TCAC

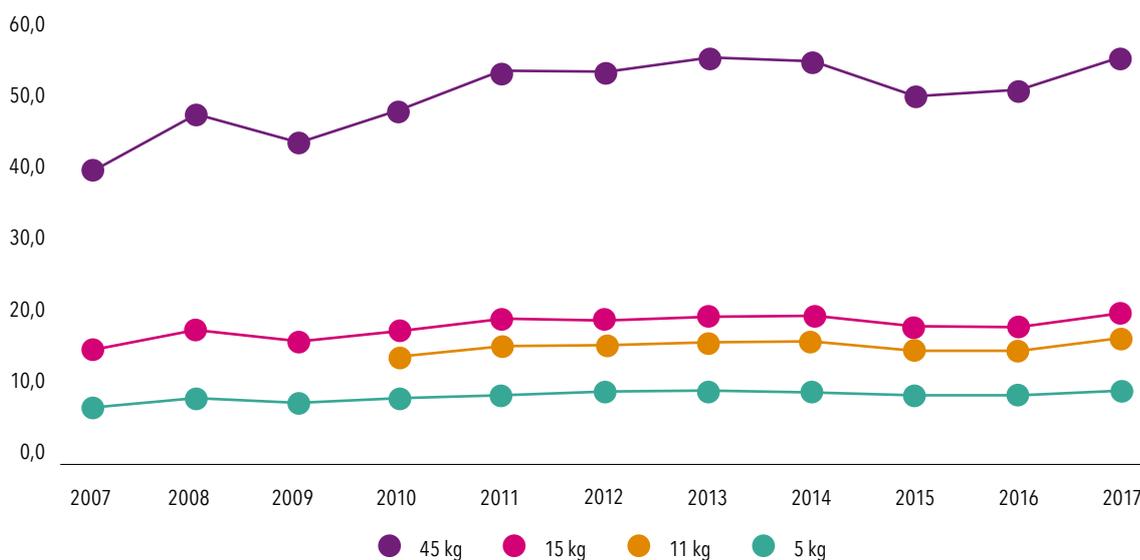


09. PRECIOS NACIONALES DE GAS LICUADO DE PETRÓLEO ENVASADO

El Gas Licuado Petróleo (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, Valparaíso, Concepción y Región Metropolitana, correspondiente a un cilindro de 15 kg y de 45 kg.

Todos los valores corresponden a miles de pesos en moneda nacional.

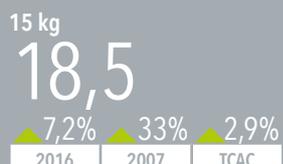
PRECIOS PROMEDIO DE GAS LICUADO PETRÓLEO ENVASADO EN ANTOFAGASTA



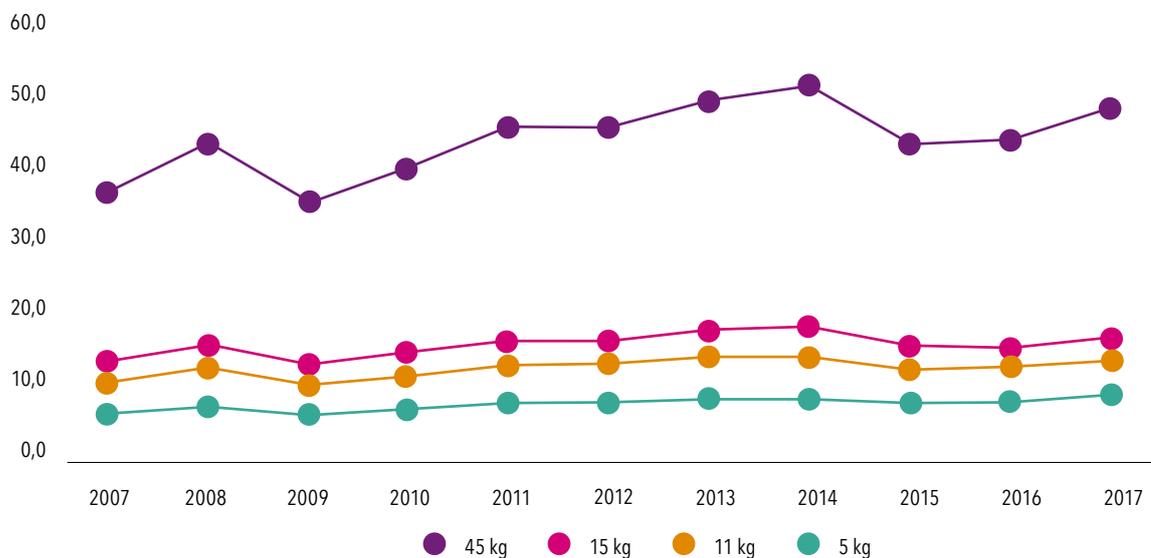
Fuente: CNE con base en información de empresas y www.gasolinea.cl

VARIACIÓN DE PRECIOS PROMEDIO DE GAS LICUADO PETRÓLEO ENVASADO EN ANTOFAGASTA

2017



PRECIOS PROMEDIO DE GAS LICUADO PETRÓLEO ENVASADO EN VALPARAÍSO



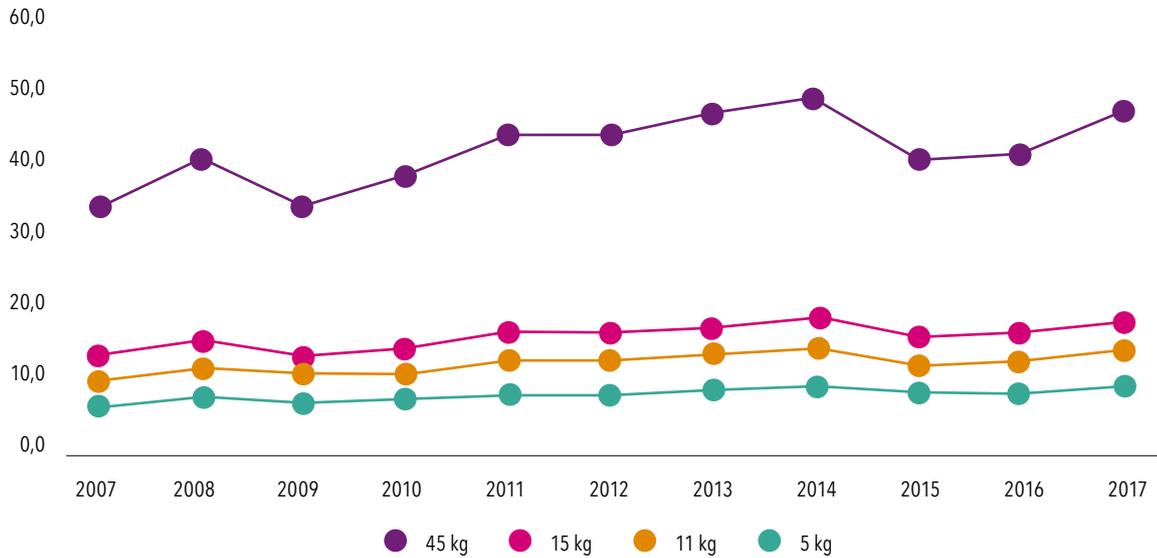
Fuente: CNE con base en información de empresas y www.gasolinea.cl

VARIACIÓN DE PRECIOS PROMEDIO DE GAS LICUADO PETRÓLEO ENVASADO EN VALPARAÍSO

2017



PRECIOS PROMEDIO DE GAS LICUADO PETRÓLEO ENVASADO EN METROPOLITANA



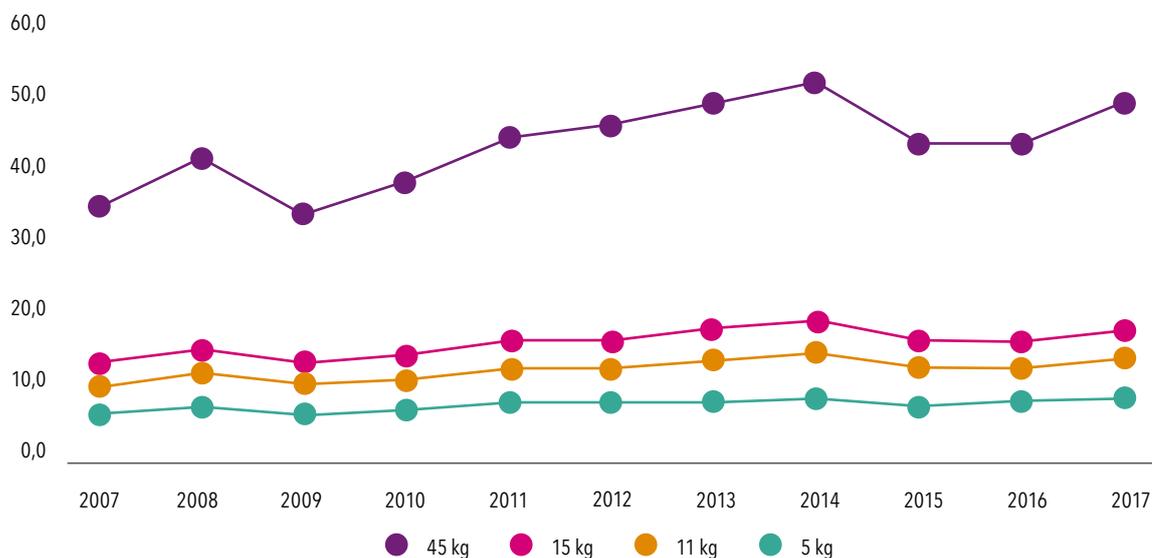
Fuente: CNE con base en información de empresas y www.gasolinea.cl

VARIACIÓN DE PRECIOS PROMEDIO DE GAS LICUADO PETRÓLEO ENVASADO EN METROPOLITANA

2017



PRECIOS PROMEDIO DE GAS LICUADO PETRÓLEO ENVASADO EN CONCEPCIÓN



Fuente: CNE con base en información de empresas y www.gasolinea.cl

VARIACIÓN DE PRECIOS PROMEDIO DE GAS LICUADO PETRÓLEO ENVASADO EN CONCEPCIÓN

2017

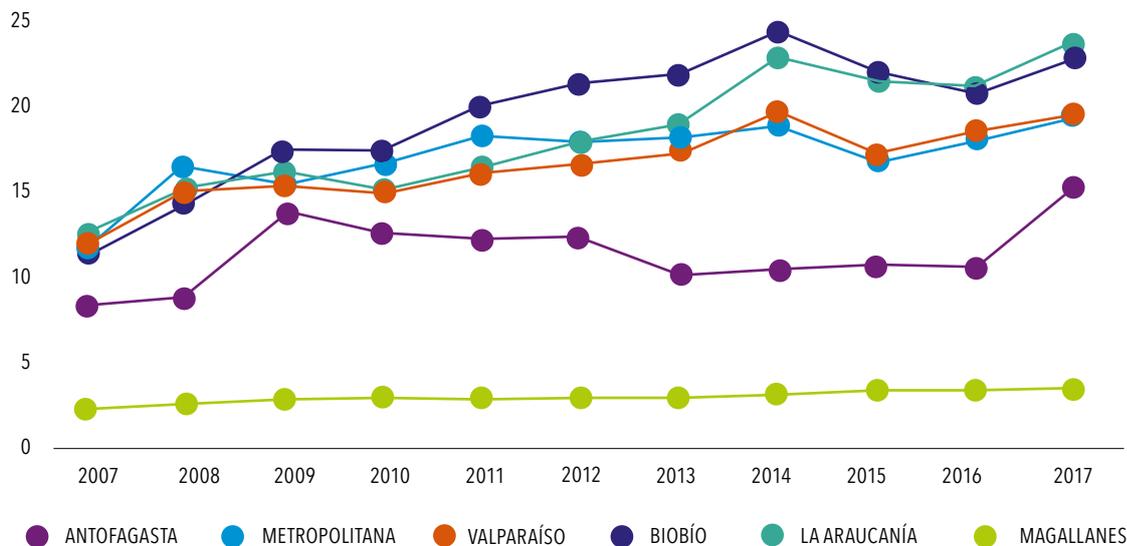


10. PRECIOS NACIONALES DE GAS POR REDES CONCESIONADAS

A continuación se presenta el precio con base en 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. Este precio también incorpora los costos fijos y el arriendo de medidor cobrados por las empresas distribuidoras de gas de red cuando corresponda.

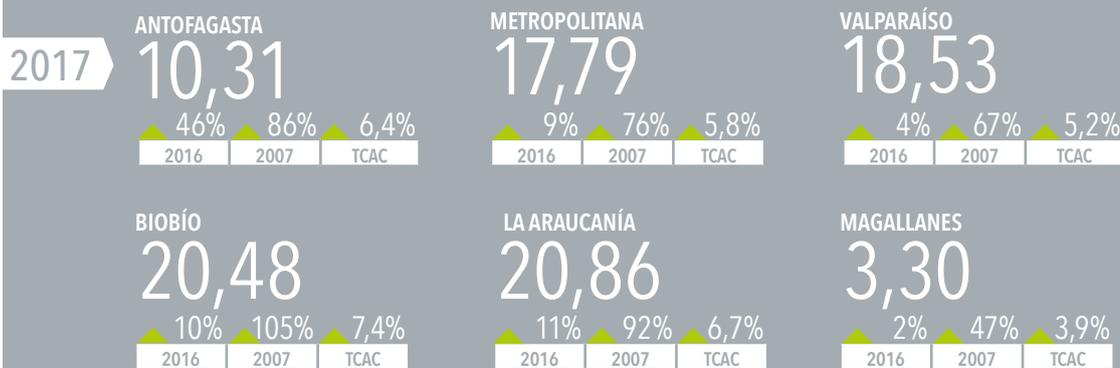
En este caso se muestra la evolución para ambos tipos de gas, entre los años 2007 y 2017, para 19,3 m³ (equivalente a 15 kg de GLP); 58 m³ (equivalente a 45 kg de GLP) y 116 m³ (equivalente a 2x45 kg de GLP).

EVOLUCIÓN DEL PRECIO PROMEDIO DE 19,3 m³ DE GAS DE RED EN MILES DE PESOS

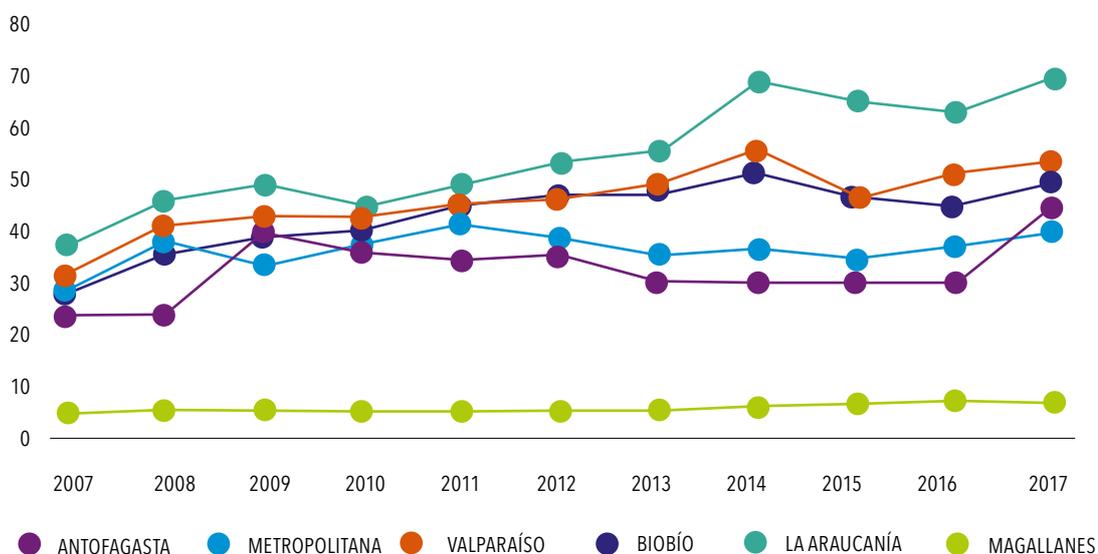


Fuente: CNE con base en información de empresas y www.gasdered.cl

VARIACIÓN DE PRECIOS PROMEDIO 19,3 m³ DE GAS NATURAL EN MILES DE PESOS



EVOLUCIÓN DEL PRECIO PROMEDIO DE 58 m³ DE GAS DE RED EN MILES DE PESOS



Fuente: CNE con base en información de empresas y www.gasdered.cl

VARIACIÓN DE PRECIOS PROMEDIO 58 m³ DE GAS NATURAL EN MILES DE PESOS

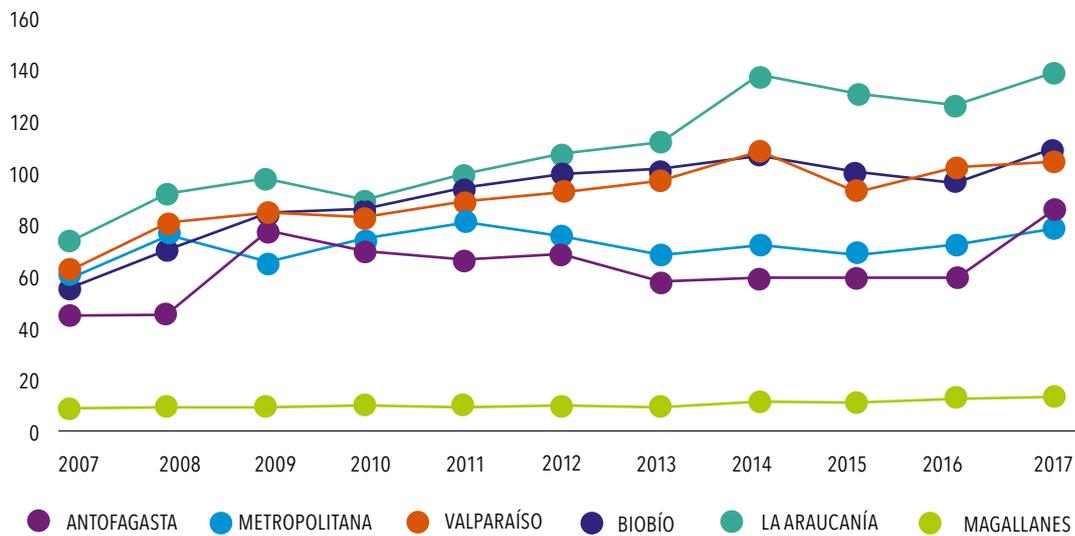
2017



* En el caso de la Región de La Araucanía, el precio corresponde al consumo de 39,46 m³ propano diluido.



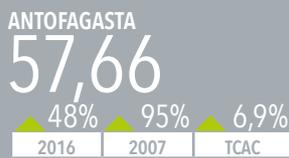
EVOLUCIÓN DEL PRECIO PROMEDIO DE 116 m³ DE GAS DE RED EN MILES DE PESOS



Fuente: CNE con base en información de empresas y www.gasdered.cl

VARIACIÓN DE PRECIOS PROMEDIO 58 m³ DE GAS NATURAL EN MILES DE PESOS

2017



* En el caso de la Región de La Araucanía, el precio corresponde al consumo de 116 m³ propano diluido.



PROYECTOS ENERGÉTICOS EN EVALUACIÓN AMBIENTAL



El Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) es un organismo público funcionalmente descentralizado, con personalidad jurídica y patrimonio propio. El SEA fue creado por la Ley N° 20.417, publicada en el Diario Oficial el 26 de enero de 2010, que modificó la Ley N° 19.300 sobre Bases Generales del Medio Ambiente, y su función central es tecnificar y administrar el instrumento de gestión ambiental denominado “Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental” (SEIA), cuya gestión se basa en la evaluación ambiental de proyectos ajustada a lo establecido en la norma vigente, fomentando y facilitando la participación ciudadana en la evaluación de los proyectos.

Este Servicio cumple la función de uniformar los criterios, requisitos, condiciones, antecedentes, certificados, trámites, exigencias técnicas y procedimientos de carácter ambiental que establezcan los ministerios y demás organismos del Estado competentes, mediante el establecimiento de guías trámite.

El Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) es el instrumento que permite introducir la dimensión ambiental en el diseño y la ejecución de los proyectos y actividades que se realizan en el país; a través de él se evalúa y certifica que las iniciativas, tanto del sector público como del sector privado, se encuentran en condiciones de cumplir con los requisitos ambientales que les son aplicables.

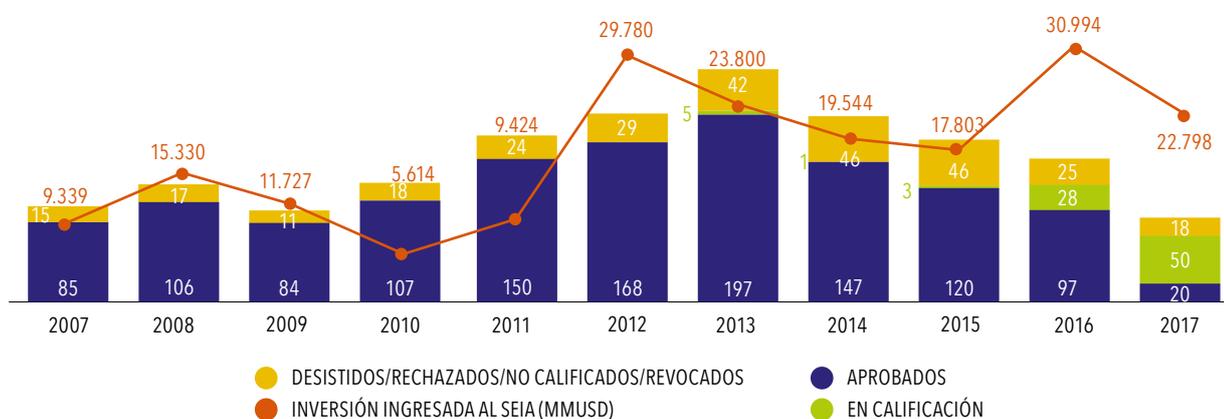
El SEIA entró en vigencia el 3 de abril de 1997. Desde su aplicación, más de 10.000 proyectos o actividades se han aprobado en el SEIA, lo que ha permitido que el país haya logrado un cambio sustancial en la forma de construir el futuro, al poder prevenir los impactos que puedan generar las inversiones públicas y privadas, o hacer que, cuando se generan impactos adversos significativos, exista una mitigación.



01. PROYECTOS INGRESADOS A EVALUACIÓN AMBIENTAL

Durante 2017 ingresaron 88 proyectos energéticos al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), representando una inversión de 22.798 MMUSD.

EVOLUCIÓN DE PROYECTOS INGRESADOS AL SEIA PARA SU EVALUACIÓN



Fuente: SEIA - Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental

VARIACIÓN DE PROYECTOS INGRESADOS AL SEIA PARA SU EVALUACIÓN

2017

INVERSIÓN INGRESADA AL SEIA [MMUSD]

22.798

-26% x2,4 9,3%
2016 2007 TCAC

CANTIDAD DE PROYECTOS INGRESADOS

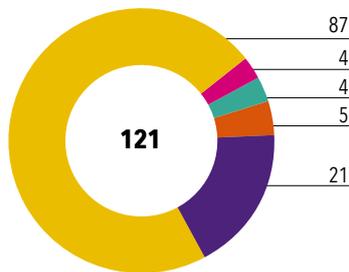
88

-41% -12% -1,3%
2016 2007 TCAC

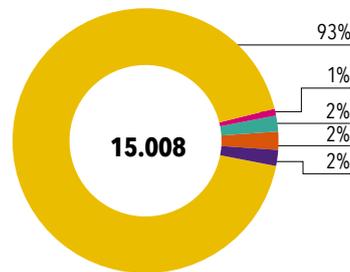
02. PROYECTOS EN EVALUACIÓN AMBIENTAL

Se contabilizan, a diciembre de 2017, 121 proyectos energéticos en tramitación para la aprobación de las Resoluciones de Calificación Ambiental (RCA). De ellos, 87 son proyectos de generación eléctrica, y el restante son proyectos mixtos. En su conjunto, representan una inversión total de 15.008 MMUSD.

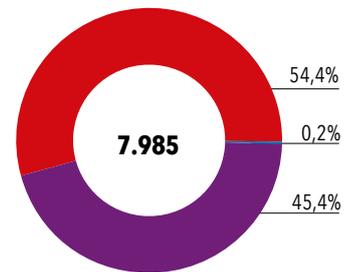
DISTRIBUCIÓN DE LA CANTIDAD DE PROYECTOS EN EVALUACIÓN EN EL SEIA POR TIPO



DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN DE LOS PROYECTOS EN EVALUACIÓN EN EL SEIA EN MMUSD



DISTRIBUCIÓN DE LOS MW DE LOS PROYECTOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN EVALUACIÓN



- GENERACIÓN
- LTE Y SUBESTACIONES
- OTROS

- DESARROLLO MINERO DE PETRÓLEO Y GAS
- GASODUCTOS Y TERMINALES MARÍTIMOS

- RENOVABLE CONVENCIONAL
- TÉRMICA
- ERNC

Fuente: SEIA - Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental



03. PROYECTOS CON RCA APROBADA

Durante 2017, 86 proyectos energéticos obtuvieron la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) favorable, de los cuales 50 proyectos son de generación eléctrica (totalizando una potencia de 4.938 MW), 20 proyectos de transmisión eléctrica de alto voltaje y 16 proyectos de desarrollo minero de petróleo y gas. En conjunto suman una inversión de 12.222 MMUSD.

A continuación presentamos la evolución y resumen de todos los proyectos energéticos que cuentan con RCA aprobada.

EVOLUCIÓN DE PROYECTOS ENERGÉTICOS CON RCA APROBADA EN MMUSD



Fuente: SEIA - Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental

VARIACIÓN DE LA INVERSIÓN TOTAL DE PROYECTOS ENERGÉTICOS CON RCA APROBADA EN MMUSD

2017

INVERSIÓN MMUSD

12.222

-7,4% 2016 x1,9 2007 6,7% TCAC

NÚMERO DE PROYECTOS

86

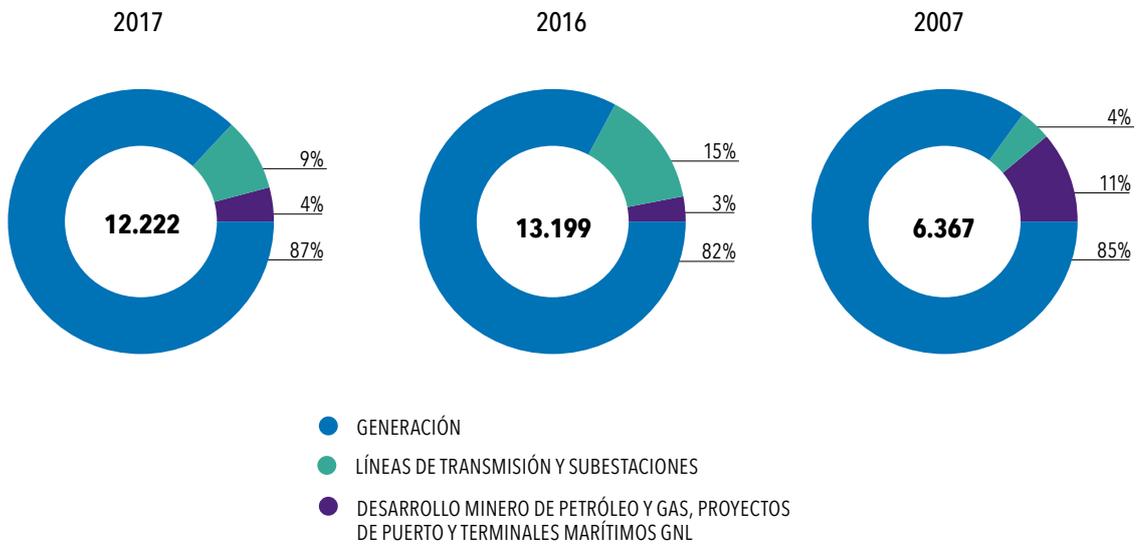
-27% 2016 x1,2 2007 1,9% TCAC

ACUMULADO MMUSD

118.272

12% 2016 x18,6 2007 34% TCAC

COMPOSICIÓN DEL TOTAL DE INVERSIÓN EN PROYECTOS ENERGÉTICOS EN MMUSD



Fuente: SEIA - Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental

VARIACIÓN DE LA INVERSIÓN DE PROYECTOS ENERGÉTICOS CON RCA APROBADA EN MMUSD

2017

DESARROLLO MINERO DE PETRÓLEO Y GAS, PROYECTOS DE PUERTO Y TERMINALES MARÍTIMOS GNL

505

26% ▼ -26% ▼ -3,0%

2016 2007 TCAC

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y SUBESTACIONES

1.043

-45% ▲ x4,0 ▲ 15%

2016 2007 TCAC

GENERACIÓN

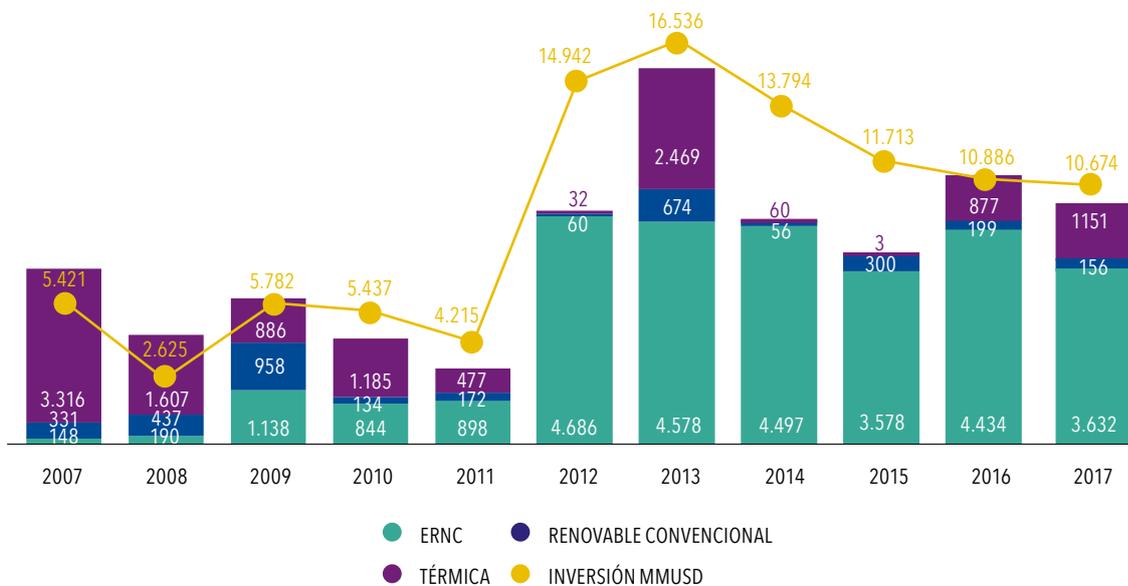
10.674

-1,9% ▲ 97% ▲ 7,0%

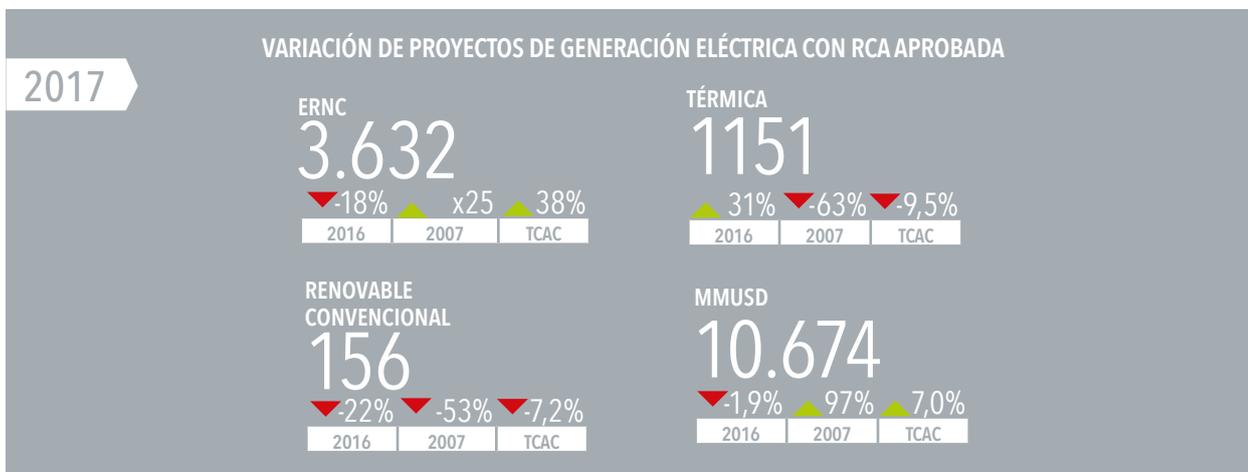
2016 2007 TCAC



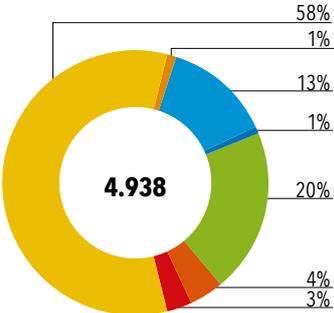
EVOLUCIÓN DE PROYECTOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CON RCA APROBADA EN MW Y MMUSD



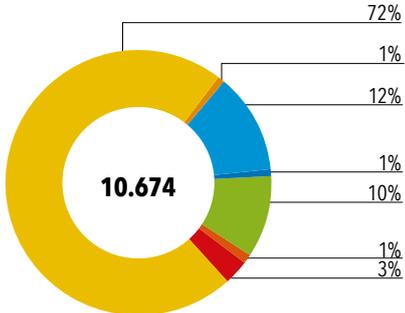
Fuente: SEIA - Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental



DETALLE COMPOSICIÓN DE PROYECTOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CON RCA APROBADA EN MW



DETALLE COMPOSICIÓN DE PROYECTOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CON RCA APROBADA EN MMUSD

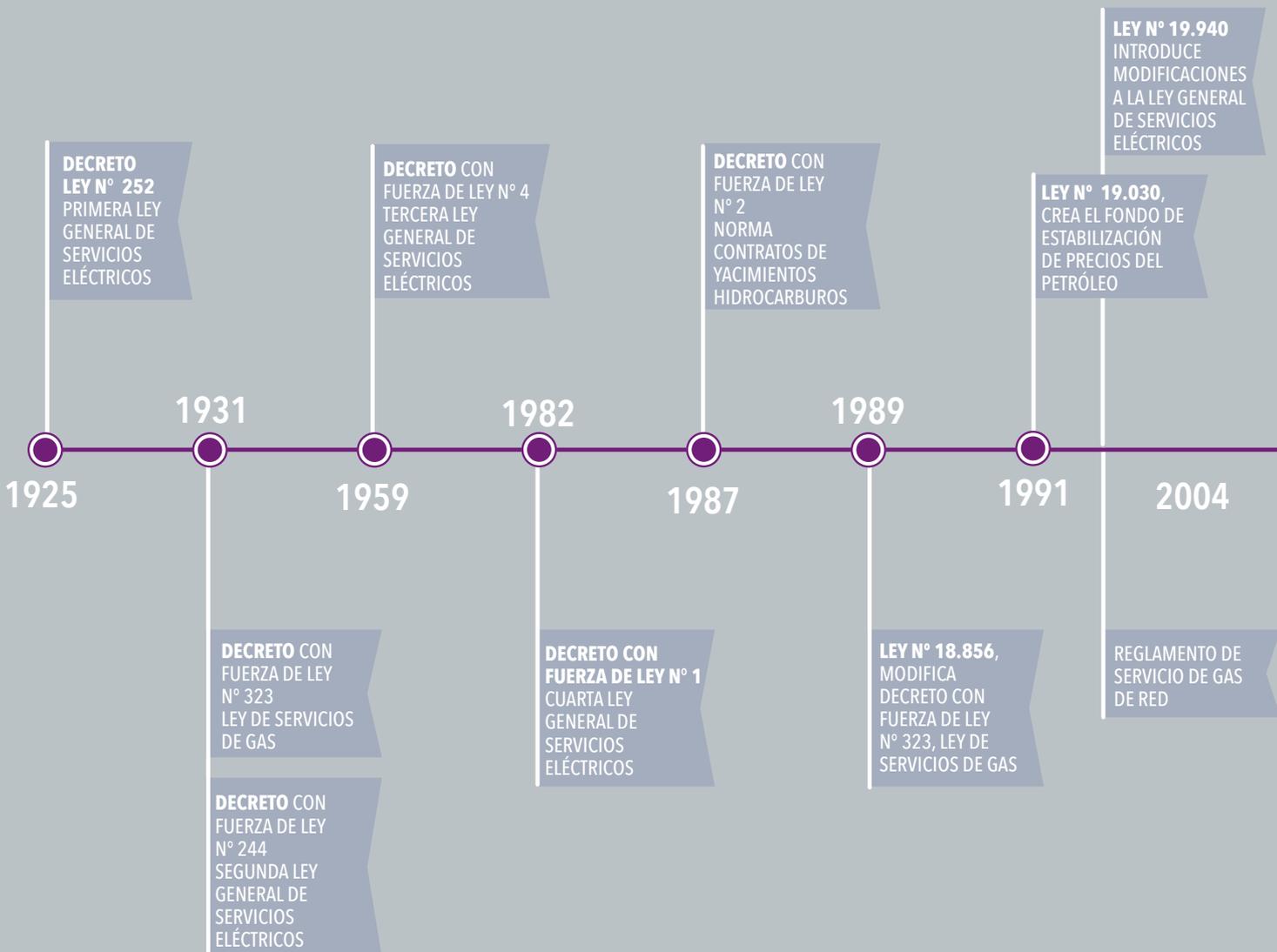


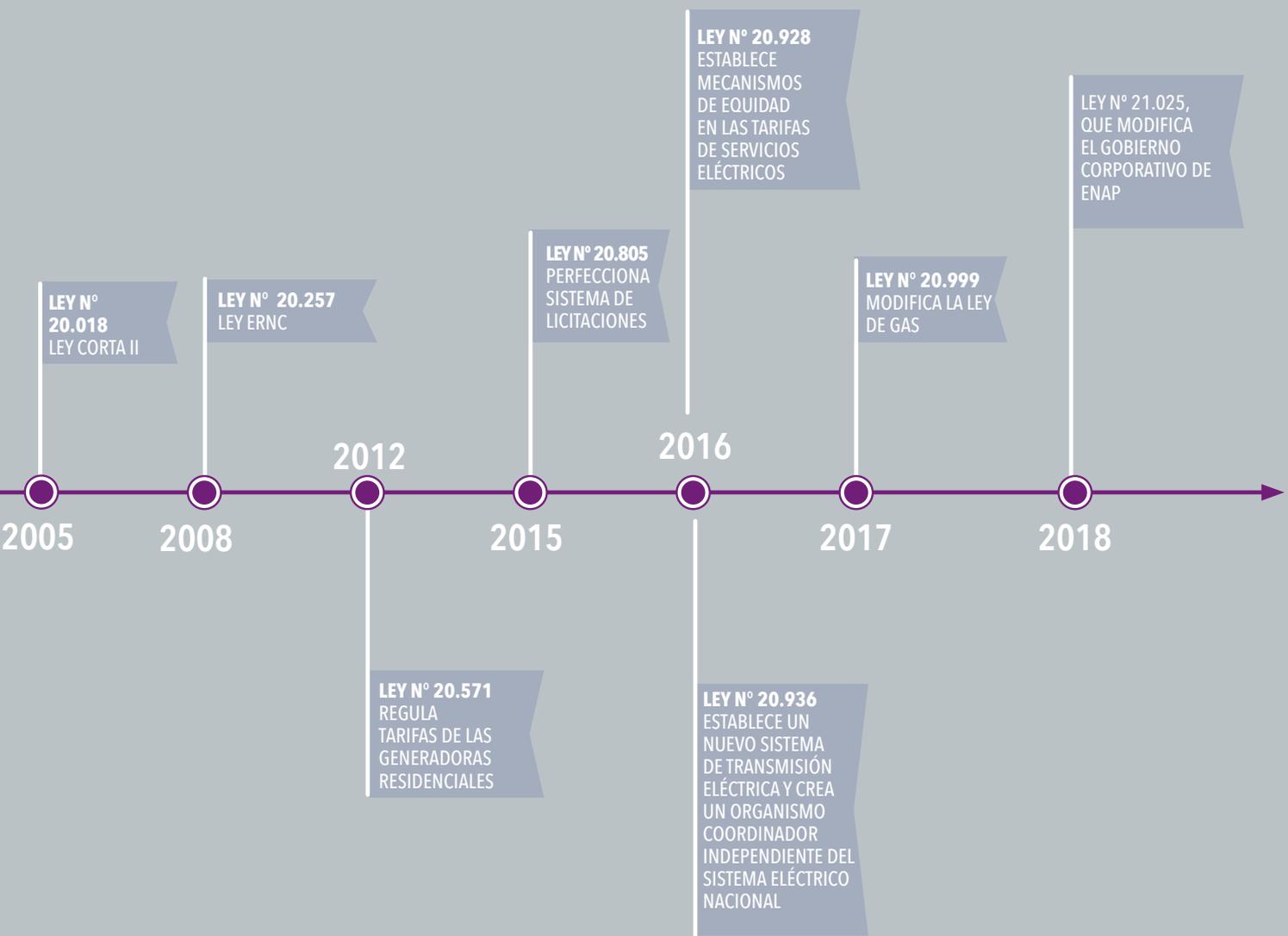
- SOLAR
- BIOMASA
- EÓLICA
- HIDRO ≤ 20 MW
- GAS NATURAL
- DIÉSEL
- HIDRO > 20 MW

*Sin clasificación: 1.549 millones.

Fuente: SEIA - Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental

NORMATIVAS SECTORIALES





01. CRONOLOGÍA DE LAS PRINCIPALES NORMATIVAS ENERGÉTICAS NACIONALES

DECRETO LEY N° 252 (1925)

Primera Ley General de Servicios Eléctricos. En 1925 se promulga la Ley General de Servicios Eléctricos para regular y uniformizar tanto la generación como el suministro energético que se ofrecía a la población.

DECRETO CON FUERZA DE LEY N° 244 (1931)

Segunda Ley General de Servicios Eléctricos. Aumenta el control del Estado sobre la actividad de las empresas concesionarias eléctricas, a través de la entrega de más atribuciones a la Dirección de Servicios Eléctricos.

DECRETO CON FUERZA DE LEY N° 323 (1931), LEY DE SERVICIOS DE GAS

Regula el régimen de concesiones, derechos y obligaciones de los concesionarios, venta de gas y tarifas de la distribución de gas por redes concesionadas.

DECRETO CON FUERZA DE LEY N° 4 (1959)

Tercera Ley General de Servicios Eléctricos. Se mantienen casi las mismas disposiciones para las concesiones privadas y públicas y las servidumbres. En el esquema tarifario se crea la Comisión de Tarifas, encargada de las fijaciones tarifarias y de los mecanismos de indexación (IPC).

DECRETO CON FUERZA DE LEY N° 1 (1982)

Cuarta Ley General de Servicios Eléctricos. En el año 1982 se promulga el DFL N° 1/1982, ley que introduce la competencia y privatización del sector eléctrico chileno. Se establece un modelo de operación a mínimo costo global, y se fomenta que las empresas de generación puedan suscribir libremente contratos de abastecimiento con clientes libres y empresas distribuidoras (clientes regulados).

DECRETO CON FUERZA DE LEY N° 2 (1987)

Establece normas sobre contratos especiales de operación para la exploración y explotación o beneficio de yacimientos de hidrocarburos.

LEY N° 18.856, MODIFICA DECRETO CON FUERZA DE LEY N° 323, LEY DE SERVICIOS DE GAS (1989)

El objetivo principal de la modificación fue extender el régimen de concesiones de distribución al transporte de gas y establecer con rango legal el régimen de precios y tarifario aplicable al servicio de gas en el país.

LEY N° 19.030, CREA EL FONDO DE ESTABILIZACIÓN DE PRECIOS DEL PETRÓLEO (1991)

Creó el Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC), que es un instrumento financiero que busca contrarrestar las alzas en los precios de las gasolinas (en todos sus octanajes), el diésel y el kerosene, vía mecanismo de otorgar créditos y/o cobrar gravámenes, según suban o bajen los precios.

LEY N° 19.940 (2004)

Promulgada por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Introduce modificaciones a la LGSE con el objetivo principal de regular la toma de decisiones y el desarrollo de la expansión de la transmisión de electricidad. Los cambios se realizaron fundamentalmente respecto de la regulación de los sistemas de transporte de energía eléctrica.

DECRETO SUPREMO N° 67 (2004), DEL MINISTERIO DE ECONOMÍA. REGLAMENTO DE SERVICIO DE GAS DE RED

Regula la prestación y calidad del servicio de gas y la prestación de los servicios afines (concesionada y no concesionada).

LEY N° 20.018 (2005)

La Ley Corta II introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos, con el objetivo principal de estimular el desarrollo de inversiones en el segmento de generación a través de licitaciones de suministro realizadas por las empresas de distribución. También establece incentivos para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación.

LEY N° 20.257 (LEY ERNC, 2008)

La Ley ERNC introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos, estableciendo la obligatoriedad para las empresas de generación eléctrica con capacidad superior a 200 MW, que suministran energía al SIC y SING, de acreditar un mínimo de 5% de sus inyecciones de energía con fuentes de energías renovables no convencionales (ERNC), ya sea directa o indirectamente.

LEY N° 20.571 (2012)

Regula el pago de las tarifas de las generadoras residenciales y establece descuentos y reembolsos en la facturación, si proceden.

LEY N° 20.805 (2015) QUE PERFECCIONA EL SISTEMA DE LICITACIONES DE SUMINISTRO ELÉCTRICO PARA CLIENTES SUJETOS A REGULACIÓN DE PRECIOS

Modificación a la LGSE que tuvo por objeto asegurar suministro eléctrico bajo contrato para la totalidad de los clientes regulados, obtener precios de energía competitivos en un mercado preferentemente de largo plazo y garantizar el cumplimiento de los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico.



LEY N° 20.928 (2016) ESTABLECE MECANISMOS DE EQUIDAD EN LAS TARIFAS DE SERVICIOS ELÉCTRICOS

Modificación a la LGSE cuyo fin es disminuir las tarifas de los clientes regulados en aquellas comunas que posean centrales de generación de energía eléctrica. Por otra parte, busca acotar las diferencias de tarifas eléctricas residenciales entre las distintas zonas del país, propendiendo de esta manera a que exista una equidad tarifaria residencial.

LEY N° 20.936 (2016) QUE ESTABLECE UN NUEVO SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA Y CREA UN ORGANISMO COORDINADOR INDEPENDIENTE DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Modificación más importante y transversal a la LGSE desde las leyes N° 19.940 (Ley Corta I) y N° 20.018 (Ley Corta II), por la que en general, se prevén las bases para la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional, estableciéndose un nuevo marco regulatorio para los sistemas de transmisión eléctrica, su tarificación y remuneración y, además, se crea un Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional para llevar a cabo dicha función. La ley cuenta con dos artículos permanentes de modificaciones a diversos cuerpos legales, además de 29 disposiciones transitorias que regulan su entrada en vigencia, la que en ciertas materias se extiende hasta diciembre de 2034.

LEY N° 20.999 (2017), MODIFICA LA LEY DE SERVICIOS DE GAS Y OTRAS DISPOSICIONES QUE INDICA

Primera modificación sustantiva en el régimen de servicios de gas vigente desde la dictación de la Ley N° 18.856, en 1989. Esta ley subsana una serie de vacíos de normativas pendientes de dictación desde esa fecha, manteniendo el régimen de libertad tarifaria sujeta a tarificación eventual (salvo en el caso de la Región de Magallanes, sujeto a tarificación permanente), pero rebajando la tasa máxima de rentabilidad permitida. Se subsanan los vacíos relativos a la determinación de la tasa de costo de capital y proceso tarifario que impedían a la autoridad fijar las tarifas como estaba previsto en el régimen vigente. Asimismo, se contempla por primera vez para esta industria una instancia de solución de controversias ante un órgano técnico e independiente (Panel de Expertos), se incorpora una serie de reglas que reducen asimetrías regulatorias entre las empresas de gas concesionadas y no concesionadas, especialmente en materias como seguridad y calidad de servicio y cambios de proveedor de servicio, entre otras.

LEY N° 21.025 (2017), ESTABLECE UN NUEVO GOBIERNO CORPORATIVO DE LA EMPRESA NACIONAL DEL PETRÓLEO

En virtud de la misma, se modifica la ley que crea la Empresa Nacional del Petróleo, en adelante "ENAP" (DFL N° 1, 1986), como la Ley de Servicios de Gas (DFL N° 323, 1931). El objeto principal de esta modificación legal es la modernización de ENAP, estableciendo una serie de medidas, como la de un nuevo gobierno corporativo y una nueva forma de administración, con el objetivo de mejorar su gestión y resultados en beneficio del país. Para ello, esta ley considera los estándares exigidos por la OCDE para Empresas del Estado, (vg., el establecimiento de la Junta de Accionistas, aplicación supletoria de la Ley de Sociedades Anónimas nombramiento y requisitos para el gerente general y ejecutivos principales). Asimismo, destaca la autorización al Ministerio de Hacienda para que efectúe aportes extraordinarios de capital de hasta 400 millones de dólares en su favor, en un plazo que se extiende desde la vigencia de esta ley, hasta doce meses después, entre otras medidas.

02. PROYECTOS DE LEY TRAMITADOS

N° BOLETÍN	MATERIA / PROYECTO	FECHA DE INGRESO PROYECTO	ESTADO ACTUAL	FECHA DE INGRESO DEL PROYECTO	VÍNCULO A SITIO WEB
9890-08	MODIFICA EL DECRETO CON FUERZA DE LEY N° 323, DE 1931, DEL MINISTERIO DEL INTERIOR Y OTRAS DISPOSICIONES LEGALES.	NO APLICA	PUBLICADA EN EL DIARIO OFICIAL EL 09 DE FEBRERO DE 2017 (LEY N° 20.999).	29/01/2015	Ver

03. NORMAS PUBLICADAS EN EL DIARIO OFICIAL

1. Decreto Supremo N° 134, de fecha 14 de octubre de 2016 del Ministerio de Energía, que aprueba Reglamento de Planificación Energética de Largo Plazo, publicado en el Diario Oficial el 5 de enero de 2017. [Ver](#)
2. Resolución Exenta N° 110, de fecha 30 de diciembre de 2016 de la Subsecretaría de Energía, que fija y aprueba presupuesto para financiamiento Panel de Expertos, establece prorrata de las empresas obligadas al pago, determina la contribución a pagar por dichas empresas y establece la forma en que se efectuará su pago, publicada en el Diario Oficial el 5 de enero de 2017. [Ver](#)
3. Resolución Exenta N° 18, de fecha 10 de enero de 2017, que Establece normas procedimentales estrictamente necesarias para el primer proceso de planificación anual de la transmisión a realizarse conforme a lo dispuesto en la Ley N° 20.936, correspondiente al año 2017, publicada en el Diario Oficial el 13 de enero de 2017. [Ver](#)
4. Decreto Supremo N° 103, de fecha 12 de julio de 2016 del Ministerio de Energía, que modifica Decreto Supremo N° 71 de 2014, que aprueba Reglamento de la Ley N° 20.571, que regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales, publicado en el Diario Oficial el 20 de enero de 2017. [Ver](#)
5. Decreto Supremo N° 119, de fecha 1 de septiembre de 2016 del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento de seguridad de las plantas de biogás e introduce modificaciones al Reglamento de Instaladores de Gas, publicado en el Diario Oficial el 2 de febrero de 2017. [Ver](#)
6. Resolución Exenta N° 3, de fecha 3 de febrero de 2017 del Ministerio de Energía, que fija estándar mínimo de eficiencia energética para motores eléctricos de inducción trifásicos que indica, publicada en el Diario Oficial el 11 de febrero de 2017. [Ver](#)
7. Resolución Exenta N° 71, de fecha 7 de febrero de 2017 de la Comisión Nacional de Energía, que establece procedimiento para la entrega de información pública por parte del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, de conformidad al artículo 212°-2 de la Ley General de Servicios Eléctricos, publicada en el Diario Oficial el 13 de febrero de 2017. [Ver](#)
8. Resolución Exenta N° 86, de fecha 14 de febrero de 2017 de la Comisión Nacional de Energía, que fija normas para la convocatoria, inscripción y cierre de los Registros de Participación Ciudadana contemplados en la Ley de Servicios de Gas, publicada en el Diario Oficial el 18 de febrero de 2017. [Ver](#)
9. Resolución Exenta N° 173, de fecha 22 de diciembre de 2016 del Ministerio de Energía, que Crea Comisión Asesora Ministerial Regional denominada "Comisión Regional de Desarrollo Energético de La Araucanía", publicada en el Diario Oficial el 27 de febrero de 2017. [Ver](#)



10. Resolución Exenta N° 114, de fecha 7 de marzo de 2017 de la Comisión Nacional de Energía, que aprueba norma técnica de homologación de las materias contenidas en procedimientos DO y DP de Servicios Complementarios a los que se refiere el Decreto N° 130, de 2011, del Ministerio de Energía, publicada en el Diario Oficial el 11 de marzo de 2017. [Ver](#)
11. Decreto Supremo N° 142, de fecha 9 de noviembre de 2016 del Ministerio de Energía, que aprueba Reglamento que fija los requisitos y el procedimiento aplicable a las solicitudes de intercambios internacionales de servicios eléctricos, publicado en el Diario Oficial el 15 de marzo de 2017. [Ver](#)
12. Resolución Exenta N° 117, de fecha 15 de marzo de 2017 de la Comisión Nacional de Energía, que establece normas para la determinación de la Tasa de Costo Anual de Capital, y especialmente del factor individual por zona de concesión, referidos en el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas, publicada en el Diario Oficial el 21 de marzo de 2017. [Ver](#)
13. Decreto Supremo N° 139, de fecha 19 de octubre de 2016 del Ministerio de Energía, que aprueba Reglamento para la determinación de franjas preliminares para obras nuevas de los Sistemas de Transmisión, publicado en el Diario Oficial el 22 de marzo de 2017. [Ver](#)
14. Resolución Exenta N° 171, de fecha 10 de abril de 2017 de la Comisión Nacional de Energía, que Informa y comunica nuevos valores del costo de falla de corta y larga duración de los sistema eléctricos respectivos, publicado en el Diario Oficial con fecha 20 de abril de 2017. [Ver](#)
15. Resolución Exenta N° 259, de fecha 30 de mayo de 2017 de la Comisión Nacional de Energía, que Establece los Plazos, Requisitos y Condiciones Aplicables al Presupuesto del Panel de Expertos Correspondiente al Año 2018. [Ver](#)
16. Decreto N° 1T, de fecha 27 de mayo de 2017 del Ministerio de Energía, Ajústase lo Dispuesto en el Decreto Supremo N° 14, del Ministerio de Energía, de 2012, que fija Tarifas de Sistemas de Subtransmisión y de Transmisión Adicional y sus Fórmulas de Indexación de Acuerdo a lo Señalado en la Ley N° 20.936. [Ver](#)
17. Resolución Exenta N° 185, de fecha 17 de abril de 2017 de la Comisión Nacional de Energía, Resolución de inicio del procedimiento de elaboración de la Norma Técnica de Sistemas Medianos, contenida en el Plan Anual para la elaboración y desarrollo de la normativa técnica correspondiente al año 2017, publicada en el Diario Oficial el 21 de abril de 2017. [Ver](#)
18. Resolución Exenta N° 203, de fecha 25 de abril de 2017 de la Comisión Nacional de Energía, que complementa y modifica Resolución N° 778 exenta, que Establece plazos, requisitos y condiciones para la fijación de precios de nudo promedio, de fecha 15 de noviembre de 2016, publicado en el Diario Oficial con fecha 29 de abril de 2017. [Ver](#)
19. Resolución Exenta N° 209, de fecha 26 de abril de 2017 de la Comisión Nacional de Energía, que modifica Resolución CNE N° 117 exenta, de fecha 15 de marzo de 2017, que Establece normas para la determinación de la tasa de costo anual de capital, y especialmente del factor individual por zona de concesión, referidos en el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas, publicada en el Diario Oficial con fecha 4 de mayo de 2017. [Ver](#)

20. Resolución Exenta N° 237, de fecha 9 de mayo de 2017 de la Comisión Nacional de Energía, que Aprueba Informe Técnico “Fijación de Peajes de Distribución” publicada en el Diario Oficial con fecha de 12 de mayo de 2017. [Ver](#)
21. Resolución Exenta N° 318, de fecha 22 de junio de 2017 de la Comisión Nacional de Energía, que Informa y Comunica Nuevos Valores del Costo de Falla de Corta y Larga Duración del Sistema Eléctrico Nacional. [Ver](#)
22. Resolución Exenta N° 321, de fecha 23 de junio de 2017 de la Comisión Nacional de Energía, que Fija Normas para el Procedimiento de Cambio de Empresas Distribuidoras de Gas, al que se refieren los artículos 29 bis y siguientes de la Ley de Servicios de Gas, DFL N° 323, de 1931. [Ver](#)
23. Resolución Exenta N° 333, de fecha 30 de junio de 2017 de la Comisión Nacional de Energía, que fija normas para la formulación y control de la ejecución del Presupuesto del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en especial para el año 2018, publicada en el Diario Oficial con fecha 06 de julio 2017. [Ver](#)
24. Resolución Exenta N° 197 A, de fecha 4 de julio de 2017 de la Comisión Nacional de Energía, que aprueba presupuesto anual del Panel de Expertos para el año 2018, publicada en el Diario Oficial con fecha 7 de julio 2017. [Ver](#)
25. Resolución Exenta N° 360, de fecha 7 de julio de 2017 de la Comisión Nacional de Energía, que establece plazos, requisitos y condiciones aplicables a la interconexión de instalaciones de transmisión al sistema eléctrico sin que formen parte de la planificación de que trata el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, en conformidad a lo establecido en el inciso segundo del artículo 102° de dicho cuerpo legal, publicada en el Diario Oficial con fecha 14 de julio 2017. [Ver](#)
26. Decreto N° 31, de fecha 16 de marzo de 2017 del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para la determinación y pago de las compensaciones por indisponibilidad de suministro eléctrico, publicada en el Diario Oficial con fecha 21 de julio 2017. [Ver](#)
27. Resolución Exenta N° 379, de fecha 20 de julio de 2017 de la Comisión Nacional de Energía, que establece plazos, requisitos y condiciones aplicables al cálculo, recaudación y pago del cargo por servicio público, publicada en el Diario Oficial con fecha 26 de julio 2017. [Ver](#)
28. Resolución Exenta N° 380, de fecha 20 de julio de 2017 de la Comisión Nacional de Energía, que establece plazos, requisitos y condiciones aplicables al proceso de valorización de las instalaciones de los sistemas de transmisión nacional, zonal, para polos de desarrollo, y de las instalaciones de sistemas de transmisión dedicada utilizadas por usuarios sometidos a regulación de precios, publicada en el Diario Oficial con fecha 27 de julio 2017. [Ver](#)
29. Resolución Exenta N° 382, de fecha 20 de julio de 2017 de la Comisión Nacional de Energía, que establece las normas necesarias para la adecuada implementación del registro de participación ciudadana a que se refiere el artículo 90° de la Ley General de Servicios Eléctricos, publicada en el Diario Oficial con fecha 26 de julio 2017. [Ver](#)



30. Resolución Exenta N° 383, de fecha 20 de julio de 2017 de la Comisión Nacional de Energía, que establece plazos, requisitos y condiciones para la interconexión y modificación relevante de instalaciones eléctricas a que se refiere la Ley General de Servicios Eléctricos, publicada en el Diario Oficial con fecha 28 de julio 2017. [Ver](#)
31. Resolución Exenta N° 384, de fecha 20 de julio de 2017 de la Comisión Nacional de Energía, que establece criterios y metodología aplicable al primer proceso de planificación anual de la transmisión a realizarse conforme a lo dispuesto en la Ley N° 20.936, correspondiente al año 2017, publicada en el Diario Oficial con fecha 26 de julio 2017. [Ver](#)
32. Resolución Exenta N° 385, de fecha 20 de julio de 2017 de la Comisión Nacional de Energía, que establece los plazos, requisitos y condiciones aplicables a la recaudación, pago y remuneración de los sistemas de transmisión, así como la fijación del cargo a que se refiere el artículo 115° de la Ley General de Servicios Eléctricos, publicada en el Diario Oficial con fecha 27 de julio 2017. [Ver](#)
33. Resolución Exenta N° 396, de fecha 26 de julio de 2017 de la Comisión Nacional de Energía, que establece normas para la elaboración del informe técnico a que se refiere el artículo 33 bis de la Ley de Servicios de Gas, publicada en el Diario Oficial con fecha 31 de julio 2017. [Ver](#)
34. Resolución Exenta N° 75, publicada el 16 de septiembre de 2017 de la Comisión Nacional de Energía, que Aprueba presupuesto anual para la realización del estudio de franjas de transmisión para el año 2018. [Ver](#)
35. Decreto N° 11, publicado el 28 de septiembre de 2017 del Ministerio de Energía, que Aprueba reglamento para la dictación de normas técnicas que rijan los aspectos técnicos de seguridad, coordinación, calidad, información y económicos del funcionamiento del sector eléctrico. [Ver](#)
36. Decreto N° 12T, publicado el 10 de octubre de 2017 del Ministerio de Energía, que Fija precios de nudo promedio en el Sistema Interconectado Central y Sistema Interconectado del Norte Grande, de acuerdo al artículo 158° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y fija ajustes y recargos por aplicación del mecanismo de equidad tarifaria residencial. [Ver](#)
37. Decreto N° 3T, publicado el 10 de octubre de 2017 del Ministerio de Energía, que Fija precios de nudo promedio en el Sistema Interconectado Central y Sistema Interconectado del Norte Grande, de acuerdo al artículo 158° de la Ley General de Servicios Eléctricos y fija ajustes y recargos por aplicación del mecanismo de equidad tarifaria residencial. [Ver](#)
38. Resolución Exenta CNE N° 558, publicada el 14 de octubre de 2017, que Complementa y modifica Resolución N° 778 Exenta, que establece plazos, requisitos y condiciones para la fijación de precios de nudo promedio, de fecha 15 de noviembre de 2016, modificada por Resolución N° 203 Exenta, de fecha 25 de abril de 2017. [Ver](#)
39. Resolución Exenta CNE N° 583, publicada el 23 de octubre de 2017, que Modifica Resolución N° 18 Exenta, de 2017, que establece normas procedimentales estrictamente necesarias para el primer proceso de planificación anual de la transmisión a realizarse conforme a lo dispuesto en la Ley N° 20.936, correspondiente al año 2017. [Ver](#)

40. Resolución Exenta N° 702, publicada el 18 de diciembre de 2017 de la Comisión Nacional de Energía, que Aprueba informe consolidado de respuestas a que se refiere el artículo 34 del Decreto Supremo N° 11, de 2017, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para la dictación de normas técnicas que rijan los aspectos técnicos, de seguridad, coordinación, calidad, información y económicos del funcionamiento del sector eléctrico, correspondiente a la norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución. [Ver](#)
41. Resolución Exenta N° 706, publicada el 18 de diciembre de 2017 de la Comisión Nacional de Energía, que Fija "Norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución". [Ver](#)
42. Resolución Exenta N° 711, publicada el 18 de diciembre de 2017 de la Comisión Nacional de Energía, que Establece metodología aplicable al proceso de planificación anual de la transmisión a realizarse conforme a lo dispuesto en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y deja sin efecto la Resolución CNE N° 384 Exenta, de la Comisión Nacional de Energía, de 20 de julio de 2017. [Ver](#)
43. Resolución Exenta N° 743, publicada el 29 de diciembre de 2017 de la Comisión Nacional de Energía, que Modifica y complementa Resolución N° 380 Exenta, de 2017, que establece plazos, requisitos y condiciones aplicables al proceso de valorización de las instalaciones de los sistemas de transmisión nacional, zonal, para polos de desarrollo, y de las instalaciones de sistemas de transmisión dedicada utilizadas por usuarios sometidos a regulación de precios. [Ver](#)



4. NORMAS NO PUBLICADAS EN EL DIARIO OFICIAL

1. Resolución Exenta N° 23, de fecha 13 de enero de 2017, que Aprueba Plan de Trabajo Anual para la elaboración y desarrollo de la normativa técnica correspondiente al año 2017, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 72°-19 de la Ley General de Servicios Eléctricos. [Ver](#)
2. Resolución Exenta N° 30, de fecha 19 de enero de 2017, que Establece procedimiento para el cálculo y determinación del aporte compensatorio que indica, en conformidad a lo dispuesto en la Ley N° 20.981, Ley de Presupuestos del Sector Público correspondiente al año 2017. [Ver](#)
3. Resolución Exenta N° 32, de fecha 20 de enero de 2017, que Designa integrantes del Comité Consultivo Especial que colaborará en la elaboración de los Anexos de la Normativa Técnica de Calidad y Seguridad de Servicio, en conformidad a la Resolución CNE N° 941 de 2016, y fija plazo para la celebración de la primera sesión de constitución del mismo. [Ver](#)
4. Resolución Exenta N° 36, de fecha 23 de enero de 2017, que Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción. [Ver](#)
5. Resolución Exenta N° 42, de fecha 24 de enero de 2017, que Aprueba Bases de Licitación Pública Nacional e Internacional para el Suministro de Potencia y Energía Eléctrica para Abastecer los Consumos de Clientes Sometidos a Regulación de Precios, Licitación de Suministro 2017/01. [Ver](#)
6. Resolución Exenta N° 54, de fecha 31 de enero de 2017, que Aprueba Informes Técnicos Definitivos para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Interconectado del Norte Grande y del Sistema Interconectado Central, de enero de 2017. [Ver](#)
7. Resolución Exenta N° 64, de fecha 1 de febrero de 2017, que complementa integración del Comité Consultivo Especial que colaborará en la elaboración de los Anexos de la Norma Técnica de Calidad y Seguridad de Servicio, designada mediante Resolución Exenta CNE N° 32 de 2016. [Ver](#)
8. Resolución Exenta N° 70, de fecha 7 de febrero de 2017, que Modifica Informe Técnico relativo al Artículo Undécimo Transitorio de la Ley N°20.936, sobre Ajustes al contenido del Decreto Supremo N° 14 de 2012, que Fija Tarifas de Sistemas de Subtransmisión y de Transmisión Adicional y sus fórmulas de indexación, aprobado por Resolución Exenta N°940 de 2016, y fija su texto refundido. [Pendiente link en Gobierno Transparente, actos con efectos sobre terceros del mes de febrero] [Ver](#)
9. Resolución Exenta N° 72, de fecha 7 de febrero de 2017, que complementa integración del Comité Consultivo Especial que colaborará en la elaboración de los Anexos de la Norma Técnica de Calidad y Seguridad de Servicio, designada mediante Resolución Exenta CNE N° 32 de 2016 y modificada mediante Resolución Exenta CNE N° 64 de 2017. [Ver](#)
10. Resolución Exenta N° 73, de fecha 8 de febrero de 2017, que rectifica y reemplaza Informe Técnico Definitivo para la Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Interconectado Central y del Sistema Interconectado del Norte Grande de enero de 2017, aprobado por Resolución Exenta N° 846 y, rectificado y reemplazado por Resolución Exenta N° 861, ambas del 2016. [Ver](#)

11. Resolución Exenta N° 77, de fecha 9 de febrero de 2017, que establece Sistema de Contabilidad Regulatoria para el Chequeo de Rentabilidad de las Empresas Concesionarias de Servicio Público de Distribución de Gas de Red, en conformidad a lo dispuesto en el artículo 33° ter de la Ley de Servicios de Gas, y deja sin efecto Resolución Exenta CNE N° 160 de 2015. [Ver](#)
12. Resolución Exenta N° 78, de fecha 9 de febrero de 2017, que fija procedimiento de entrega de información por parte de las Empresas Concesionarias de Servicio Público de Gas de Red sujetas a chequeo anual de rentabilidad, en conformidad a lo dispuesto en la Ley N° 20.999 de 2017. [Ver](#)
13. Resolución Exenta N° 83, de fecha 10 de febrero de 2017, que aprueba informe técnico preliminar sobre determinación del valor anual de los Sistemas de Transmisión Zonal y Transmisión Dedicada, bienio 2018-2019. [Ver](#)
14. Resolución Exenta N° 97, de fecha 21 de febrero de 2017, que declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción. [Ver](#)
15. Resolución Exenta N° 100, de fecha 22 de febrero de 2017, que modifica texto de las bases de licitación de las Obras Nuevas contempladas en el Decreto Exento N° 373, de 2016, del Ministerio de Energía, que fija Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los doce meses siguientes, aprobadas mediante Resolución Exenta CNE N° 567, de 2016. [Ver](#)
16. Resolución Exenta N° 104, de fecha 24 de febrero de 2017, que aprueba Presupuesto de Costos de conformidad a lo establecido en el artículo 55° de la Resolución Exenta CNE N° 164 de 2010, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado de la Resolución Exenta N° 386 de 2007 de la Comisión Nacional de Energía que establece normas para adecuada aplicación del artículo 148° del D.F.L. N° 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006. Ley General de Servicios Eléctricos. [Ver](#)
17. Resolución Exenta N° 105, de fecha 27 de febrero de 2017, comunica valor de los índices contenidos en las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a fijación de precios. [Ver](#)
18. Resolución Exenta N° 111, de fecha 2 de marzo de 2017, créase el Registro Público de Consultores, a que se refiere el artículo 135° ter de la Ley General de Servicios Eléctricos, y realícense las inscripciones que se indican. [Ver](#)
19. Resolución Exenta N° 115, de fecha 13 de marzo de 2017, que constituye Registro de Participación Ciudadana del proceso de cálculo de la Tasa de Costo anual de Capital contemplado en el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas. [Ver](#)
20. Resolución Exenta N° 131, de fecha 20 de marzo de 2017, que aprueba Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional para los doce meses siguientes. [Ver](#)
21. Resolución Exenta N° 133, de fecha 20 de marzo de 2017, créase el registro de instituciones y usuarios interesados, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley General de Servicios Eléctricos. [Ver](#)
22. Resolución Exenta N° 134, de fecha 21 de marzo de 2017, que aprueba Informe Preliminar de Licitaciones, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley General de Servicios Eléctricos. [Ver](#)



23. Resolución Exenta N° 138, de fecha 22 de marzo de 2017, que aprueba informe técnico preliminar que fija la Tasa de Costo de Capital a que se hace referencia en el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas. [Ver](#)
24. Resolución Exenta N° 142, de fecha 23 de marzo de 2017, que declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción. [Ver](#)
25. Resolución Exenta N° 146, de fecha 27 de marzo de 2017, que comunica valor de los índices contenidos en las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a fijación de precios. [Ver](#)
26. Resolución Exenta N° 149, de fecha 28 de marzo de 2017, que aprueba informe técnico final sobre determinación del Valor Anual de los Sistemas de Transmisión Dedicada bienio 2018–2019. [Ver](#)
27. Resolución Exenta N° 154, de fecha 30 de marzo de 2017, que establece términos y condiciones de aplicación del régimen de acceso abierto a que se refieren los artículos 79° y 80° de la Ley General de Servicios Eléctricos. [Ver](#)
28. Resolución Exenta N° 187, de fecha 18 de abril de 2017, que modifica Resolución Exenta N° 18 de 2017, que Establece normas procedimentales estrictamente necesarias para el primer proceso de planificación anual de la transmisión a realizarse conforme a lo dispuesto en la Ley N° 20.936, correspondiente al año 2017. [Ver](#)
29. Resolución Exenta N° 199, de fecha 24 de abril de 2017, que comunica valor de los índices contenidos en las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a fijación de precios. [Ver](#)
30. Resolución Exenta N° 202, de fecha 25 de abril de 2017, que modifica Resolución Exenta N° 42 de 2017, que Aprueba Bases de Licitación Pública Nacional e Internacional para el suministro de potencia y energía eléctrica para abastecer los consumos de clientes sometidos a regulación de precios, licitación suministro 2017/01. [Ver](#)
31. Resolución Exenta N° 211, de fecha 26 de abril de 2017, que Aprueba Informe Preliminar de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria. [Ver](#)
32. Resolución Exenta N° 213, de fecha 27 de abril de 2017, que Aprueba Informe Técnico “Fijación de Fórmulas Tarifarias de Servicios no Consistentes en Suministro de Energía Asociados a la Distribución de Electricidad”. [Ver](#)
33. Resolución Exenta N° 216, de fecha 27 de abril de 2017, que Aprueba Informe Técnico Definitivo que fija la Tasa de Costo de capital a que hace referencia el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas. [Ver](#)
34. Resolución Exenta N° 214, de fecha 28 de abril de 2017, que Establece y comunica el valor de los índices contenidos en las fórmulas de indexación que indica. [Ver](#)
35. Resolución Exenta N° 220, de fecha 28 de abril de 2017, que Dispone publicación de precios de energía y potencia en las subestaciones de distribución primarias de los sistemas medianos de Cochamó, Hornopirén, Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams. [Ver](#)
36. Resolución Exenta N° 234, de fecha 5 de mayo de 2017, que Aprueba informe técnico definitivo para la fijación de precios nudo promedio del Sistema Interconectado Central y Sistema Interconectado Norte Grande de julio de 2017. [Ver](#)
37. Resolución Exenta N° 249, de fecha 15 de mayo de 2017, que Aprueba respuestas a observaciones al informe de licitaciones, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley General de Servicios Eléctricos. [Ver](#)

38. Resolución Exenta N° 250, de fecha 15 de mayo de 2017, que Aprueba informe final de licitaciones, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley General de Servicios Eléctricos. [Ver](#)
39. Resolución Exenta N° 262, de fecha 24 de mayo de 2017, que Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción. [Ver](#)
40. Resolución Exenta N° 263, de fecha 25 de mayo de 2017, que Comunica valor de los índices contenidos en las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a fijación de precios. [Ver](#)
41. Resolución Exenta N° 274, de fecha 31 de mayo de 2017, que Designa integrantes del comité consultivo especial que colaborará en la elaboración de la norma técnica de sistemas medianos, contenida en el plan anual para la elaboración y desarrollo de la normativa técnica correspondiente al año 2017, y fija plazo para la celebración de la primera sesión de constitución del mismo. [Ver](#)
42. Resolución Exenta N° 290, de fecha 6 de junio de 2017, que Autoriza Solicitud de Exención de Plazo de la Empresa Colbún S.A., de Conformidad a lo Dispuesto en el Artículo 72 - 18° de la Ley General de Servicios Eléctricos. [Ver](#)
43. Resolución Exenta N° 298, de fecha 12 de junio de 2017, que Constituye Registro de Participación Ciudadana del proceso de fijación de tarifas del servicio de gas y servicios afines aplicables a la Región de Magallanes y a la Antártica Chilena, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 40-K de la Ley de Servicios de Gas. [Ver](#)
44. Resolución Exenta N° 305, de fecha 16 de junio de 2017, que Modifica Resolución Exenta N° 42 de 2017, que aprueba Bases de Licitación Pública Nacional e Internacional para el Suministro de Potencia y Energía Eléctrica para Abastecer los Consumos de Clientes Sometidos a Regulación de Precios, Licitación de Suministro 2017/01, modificada por Resolución Exenta N° 202, de 2017. [Ver](#)
45. Resolución Exenta N° 311, de fecha 20 de junio de 2017, que Modifica Resolución Exenta CNE N° 298, de fecha 12 de junio de 2017, que Constituye Registro de Participación Ciudadana del proceso de fijación de tarifas del servicio de gas y servicios afines aplicables a la Región de Magallanes y la Antártica Chilena, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 40-K de la Ley de Servicios de Gas. [Ver](#)
46. Resolución Exenta N° 312, de fecha 20 de junio de 2017, que Autoriza a Aela Generación S.A. la modificación del plazo de Hito "Inicio de los trabajos" de Carta Gantt del Proyecto Eólico Sarco, correspondiente a la Licitación de Suministro 2015/01. [Ver](#)
47. Resolución Exenta N° 315, de fecha 22 de junio de 2017, que Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción. [Ver](#)
48. Resolución Exenta N° 320, de fecha 22 de junio de 2017, que Aprueba Informe Final de Instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria. [Ver](#)
49. Resolución Exenta N° 322, de fecha 23 de junio de 2017, que Aprueba Informa Técnico de Antecedentes de Licitación y Adjudicación de la obra nueva que indica, establecida en el Decreto Exento N° 373, de 2016, del Ministerio de Energía. [Ver](#)
50. Resolución Exenta N° 323, de fecha 23 de junio de 2017, que Aprueba Informe Técnico de Antecedentes de Licitación y Adjudicación de la obra nueva que indica, establecida en el Decreto Exento N° 373, de 2016, del Ministerio de Energía. [Ver](#)



51. Resolución Exenta N° 324, de fecha 23 de junio de 2017, que Aprueba Informe Técnico de Antecedentes de Licitación y Adjudicación de la obra nueva que indica, establecida en el Decreto Exento N° 373, de 2016, del Ministerio de Energía. [Ver](#)
52. Resolución Exenta N° 325, de fecha 23 de junio de 2017, Aprueba Informe Técnico de Antecedentes de Licitación y Adjudicación de la obra nueva que indica, establecida en el Decreto Exento N° 373, de 2016, del Ministerio de Energía. [Ver](#)
53. Resolución Exenta N° 331, de fecha 27 de junio de 2017, que Comunica valor de los índices contenidos en las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a fijación de precios. [Ver](#)
54. Resolución Exenta N° 356, de fecha 6 de julio de 2017, que Incorpora Consultores al Registro Público de Consultores a que se refiere el Artículo 135° ter de la Ley General de Servicios Eléctricos y realiza las inscripciones que se indican. [Ver](#)
55. Resolución Exenta N° 357, de fecha 6 de julio de 2017, que Aprueba Informe Técnico “Implementación Dictamen N° 2-2017 sobre Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional para los doce meses siguientes”. [Ver](#)
56. Resolución Exenta N° 368, de fecha 12 de julio de 2017, que Rectifica informes técnicos definitivos para la fijación de precios de nudo de corto plazo del Sistema del Norte Grande y del Sistema Interconectado Central, de enero de 2017, aprobados por Resolución Exenta N° 54 de la Comisión Nacional de Energía, de fecha 31 de enero de 2017. [Ver](#)
57. Resolución Exenta N° 371, de fecha 14 de julio de 2017, que Rectifica y reemplaza informe técnico “Fijación de Fórmulas Tarifarias para Concesionarias de Servicio Público de Distribución Cuadrienio Noviembre 2016 - Noviembre 2020”, aprobado por Resolución Exenta N° 102, de febrero de 2017, y por Resolución Exenta N° 753, de 3 de noviembre de 2016 [Ver](#)
58. Resolución Exenta N° 381, de fecha 20 de julio de 2017, que Aprueba Informe Definitivo de Instalaciones de Transmisión Zonal de Ejecución Obligatoria. [Ver](#)
59. Resolución Exenta N° 386, de fecha 21 de julio de 2017, que Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción. [Ver](#)
60. Resolución Exenta N° 387, de fecha 21 de julio de 2017, que Rectifica y reemplaza Informe Técnico Definitivo para la fijación precios de nudo promedio del Sistema Interconectado Central y del Sistema Interconectado del Norte Grande de enero de 2017, aprobado por Resolución Exenta N° 846, de 2016, y rectificado y reemplazado por Resolución Exenta N° 861, del 2016, y posteriormente por Resolución Exenta N° 73, de 2017. [Ver](#)
61. Resolución Exenta N° 395, de fecha 25 de julio de 2017, que Comunica valor de los índices contenidos en las fórmulas tarifarias aplicables a los Suministros Sujetos a Fijación de Precios. [Ver](#)
62. Resolución Exenta N° 399, de fecha 28 de julio de 2017, Declárase abierto el proceso para formar el Registro de Usuarios e Instituciones Interesadas en el Proceso de Fijación Tarifaria de las Instalaciones de Generación y Transmisión de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén, a que se refiere el Artículo 8° del Decreto Supremo N° 229, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. [Ver](#)

63. Resolución Exenta N° 400, de fecha 28 de julio de 2017, que Rectifica y reemplaza Informe Técnico Definitivo para la fijación precios de nudo promedio del Sistema Interconectado Central y del Sistema Interconectado del Norte Grande de julio de 2017, aprobado por Resolución Exenta N° 234, de 2017. [Ver](#)
64. Resolución Exenta N° 404, de fecha 31 de julio de 2017, que Aprueba Informe Consolidado de respuestas relativas a la Consulta Pública del proyecto de anexos de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. [Ver](#)
65. Resolución Exenta N° 413, de fecha 31 de julio de 2017, que Aprueba Informe Técnico Definitivo, de julio de 2017, para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional. [Ver](#)
66. Resolución Exenta N° 414, de fecha 31 de julio de 2017, que Aprueba Informe Técnico Definitivo sobre determinación del valor anual de los sistemas de transmisión zonal y transmisión dedicada bienio 2018-2019. [Ver](#)
67. Resolución Exenta N° 415, de fecha 31 de julio de 2017, que Rectifica Informe Técnico "Implementación Dictamen N° 2/2017 sobre Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional para los doce meses siguientes". [Ver](#)
68. Resolución Exenta N° 416, de fecha 31 de julio de 2017, que Rectifica Informe Técnico de Antecedentes de Licitación y Adjudicación de la Obra Nueva que Indica, Aprobado a través de Resolución Exenta N° 322, de 23 de junio de 2017. [Ver](#)
69. Resolución Exenta N° 417, de fecha 31 de julio de 2017, que Rectifica Informe Técnico de Antecedentes de licitación y Adjudicación de la Obra Nueva que Indica, aprobado a través de Resolución Exenta N° 323, de 23 de junio de 2017. [Ver](#)
70. Resolución Exenta N° 418, de fecha 31 de julio de 2017, que Rectifica Informe Técnico de Antecedentes de Licitación y Adjudicación de la Obra Nueva que Indica, aprobado a través de Resolución Exenta N° 324, de 23 de junio de 2017. [Ver](#)
71. Resolución Exenta N° 419, de fecha 31 de julio de 2017, que Rectifica Informe Técnico de Antecedentes de Licitación y Adjudicación de la Obra Nueva que Indica, aprobado a través de Resolución Exenta N° 325, de 23 de junio de 2017. [Ver](#)
72. Resolución Exenta N° 424, de fecha 2 de agosto de 2017, que Modifica Resolución Exenta CNE N° 23, de 13 de enero de 2017, que Aprueba plan de trabajo anual para elaboración y desarrollo de la normativa técnica correspondiente al año 2017, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 72°-19 de la Ley General de Servicios Eléctricos. [Ver](#)
73. Resolución Exenta N° 426, de fecha 4 de agosto de 2017, que Aprueba Informe Técnico que fija la tasa de costo de capital a que hace referencia el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas. [Ver](#)
74. Resolución Exenta N° 433, de fecha 8 de agosto de 2017, que Aprueba respuestas a consultas y observaciones a bases de licitación de suministro 2017/01. [Ver](#)
75. Resolución Exenta N° 438, de fecha 11 de agosto de 2017, que Modifica Resolución Exenta N° 42 de 2017, que aprueba bases de licitación pública nacional e internacional para el suministro de potencia y energía eléctrica para abastecer los consumos de clientes sometidos a regulación de precios, licitación de suministro 2017/01, modificada por las resoluciones exentas N° 202 y N° 305, ambas de 2017. [Ver](#)



76. Resolución Exenta N° 444, de fecha 16 de agosto de 2017, que Rectifica y reemplaza informe técnico definitivo, de julio de 2017, para la fijación de precios de nudo de corto plazo del sistema eléctrico nacional, aprobado por Resolución Exenta N° 413, de 2017, de la Comisión Nacional de Energía. [Ver](#)
77. Resolución Exenta N° 452, de fecha 16 de agosto de 2017, Aprueba presupuesto anual del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, para el año 2018. [Ver](#)
78. Resolución Exenta N° 453, de fecha 18 de agosto de 2017, que Fija y comunica Cargo por Servicio Público. [Ver](#)
79. Resolución Exenta N° 469, de fecha 22 de agosto de 2017, que Modifica Resolución Exenta N° 23, de 13 de enero de 2017, que aprueba plan de trabajo anual para la elaboración y desarrollo de la normativa técnica correspondiente al año 2017, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 72°-19 de la Ley General de Servicios Eléctricos, modificada por la Resolución Exenta N° 424 de 2017. [Ver](#)
80. Resolución Exenta N° 471, de fecha 24 de agosto de 2017, que Comunica valor de los índices contenidos en las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a fijación de precios y fija factor de corte y reposición. [Ver](#)
81. Resolución Exenta N° 474, de fecha 28 de agosto de 2017, que Aprueba bases técnicas y administrativas preliminares del estudio de costos al que se refiere el artículo 40-m de la Ley de Servicios de Gas, para el proceso tarifario de servicios de gas y servicios afines aplicables a la Región de Magallanes y la Antártica Chilena. [Ver](#)
82. Resolución Exenta N° 475, de fecha 28 de agosto de 2017, que Modifica Resolución Exenta N° 471, que comunica valor de los índices contenidos en las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a fijación de precios y fija factor de corte y reposición, de fecha 24 de agosto de 2017, en la parte que indica. [Ver](#)
83. Resolución Exenta N° 477, de fecha 29 de agosto de 2017, Resolución de inicio del procedimiento de elaboración del anexo técnico de sistemas de medición, monitoreo, y control de la norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución, en conformidad con lo dispuesto en la Resolución CNE N° 23, modificada por las Resoluciones CNE N° 424, y N° 469, todas de 2017, que aprueban plan de trabajo anual para la elaboración y desarrollo de la normativa técnica correspondiente al año 2017. [Ver](#)
84. Resolución Exenta N° 478, de fecha 29 de agosto de 2017, que Aprueba suplemento presupuestario del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional para el año 2017. [Ver](#)
85. Resolución Exenta N° 480, de fecha 30 de agosto de 2017, que Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción. [Ver](#)
86. Resolución Exenta N° 488, de fecha 1 de septiembre de 2017, que Comunica nuevos valores de los precios de nudo en el Sistema Interconectado del Norte Grande. [Ver](#)
87. Resolución Exenta N° 489, de fecha 1 de septiembre de 2017, que Aprueba revisión de Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios 2016 de conformidad a lo dispuesto en el DS N° 130 de 2011. [Ver](#)
88. Resolución Exenta N° 500, de fecha 6 de septiembre de 2017, que Aprueba Informe Técnico "Fijación de Fórmulas Tarifarias de Servicios no Consistentes en Suministro de Energía Asociados a la Distribución de Electricidad". [Ver](#)

89. Resolución Exenta N° 504, de fecha 11 de septiembre de 2017, que Rectifica Informes Técnicos de Antecedentes de Licitación y Adjudicación de obras nuevas que indica, aprobados a través de Resoluciones Exentas CNE N° 322, N° 323, N° 324 y N° 325, de 23 de junio de 2017. [Ver](#)
90. Resolución Exenta N° 512, de fecha 15 de septiembre de 2017, que Indica instalaciones asociadas a la interconexión del Sistema Interconectado Central con el Sistema Interconectado del Norte Grande, para efectos de lo establecido en el artículo 25° transitorio de la Ley N° 20,936 y en el artículo 115° de la Ley General de Servicios Eléctricos. [Ver](#)
91. Resolución Exenta N° 513, de fecha 15 de septiembre de 2017, Resolución de inicio del procedimiento de revisión y modificación a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, en las materias señaladas en el Plan de Trabajo Anual para la elaboración y desarrollo de la normativa técnica año 2017. [Ver](#)
92. Resolución Exenta N° 518, de fecha 21 de septiembre de 2017, que Aprueba Bases de Licitación de las Obras Nuevas contempladas en el Decreto Exento N° 422, de 2017, del Ministerio de Energía, que Fija Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional para los doce meses siguientes. [Ver](#)
93. Resolución Exenta N° 520, de fecha 22 de septiembre de 2017, Créanse los Registros de Usuarios e Instituciones Interesadas en el proceso de tarificación y expansión de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén, a que se refiere el artículo 8° del Decreto Supremo N° 229, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. [Ver](#)
94. Resolución Exenta N° 521, de fecha 22 de septiembre de 2017, que Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción [Ver](#)
95. Resolución Exenta N° 529, de fecha 28 de septiembre de 2017, que Aprueba Informe Técnico resultado final de la licitación de obras de ampliación que se indican, establecidas en los Decretos Exentos N° 201 de 2014, Decreto Exento N° 158 de 2015 y Decreto Exento N° 373 de 2016, todos del Ministerio de Energía. [Ver](#)
96. Resolución Exenta N° 530, de fecha 28 de septiembre de 2017, que Comunica valor de los índices contenidos en las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a fijación de precios. [Ver](#)
97. Resolución Exenta N° 538, de fecha 2 de octubre de 2017, que Aprueba Bases del Estudio de Costos de los Servicios Complementarios, de conformidad a lo previsto en el artículo 17 del Decreto Supremo N° 130, de 2011, del Ministerio de Energía. [Ver](#)
98. Resolución Exenta N° 544, de fecha 2 de octubre de 2017, que Aprueba informe técnico y fija cargos a que se refieren los artículos 115° y 116° de la Ley General de Servicios Eléctricos. [Ver](#)
99. Resolución Exenta N° 548, de fecha 3 de octubre de 2017, Resolución de inicio del procedimiento de modificación de la Norma Técnica de Conexión y Operación de Pequeños Medios de Generación Distribuidos en instalaciones de media tensión, contenido en el Plan de Trabajo Anual para la elaboración y desarrollo de la normativa técnica año 2017. [Ver](#)
100. Resolución Exenta N° 549, de fecha 4 de octubre de 2017, que Aprueba Circular Aclaratoria N° 2 del Proceso "Licitación de Suministro 2017/01". [Ver](#)
101. Resolución Exenta N° 556, de fecha 6 de octubre de 2017, que Establece mecanismo de reliquidación de las diferencias de facturación entre empresas concesionarias de distribución a que se refiere el artículo 191° de la Ley General de Servicios Eléctricos. [Ver](#)



102. Resolución Exenta N° 557, de fecha 6 de octubre de 2017, que Aprueba bases preliminares para la realización de los estudios de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén. [Ver](#)
103. Resolución Exenta N° 560, de fecha 6 de octubre de 2017, que Aprueba acuerdo unánime para efectuar Nuevo Estudio de Tarifas de conformidad con lo dispuesto en el artículo 187°, parte final, de la Ley General de Servicios Eléctricos, suscrito entre la Comisión Nacional de Energía y las Empresas concesionarias de servicios público de distribución. [Ver](#)
104. Resolución Exenta N° 565, de fecha 12 de octubre de 2017, Resolución de inicio del procedimiento de modificación de la Norma Técnica de Conexión y Operación de equipamiento de generación en baja tensión, contenido en el Plan de Trabajo Anual para la elaboración y desarrollo de la normativa técnica año 2017. [Ver](#)
105. Resolución Exenta N° 569, de fecha 12 de octubre de 2017, que Autoriza ejecución de las obras de transmisión que se indican del proyecto “Nuevo Transformador 220/154 kV y adecuaciones S/E Tinguiririca”, de Transelec S.A., de acuerdo a lo establecido en el inciso segundo del artículo 102° de la Ley General de Servicios Eléctricos. [Ver](#)
106. Resolución Exenta N° 570, de fecha 12 de octubre de 2017, que Aprueba bases técnicas y administrativas Corregidas del Estudio de Costos que se refiere el artículo 40-M de la Ley de Servicios de Gas y Servicios Afines aplicables a la Región de Magallanes y la Antártica Chilena. [Ver](#)
107. Resolución Exenta N° 572, de fecha 13 de octubre de 2017, que Dispone publicación del listado de precios de energía y potencia en las subestaciones de distribución primarias del Sistema Interconectado Central y Sistema Interconectado del Norte Grande. [Ver](#)
108. Resolución Exenta N° 573, de fecha 13 de octubre de 2017, que Dispone publicación del listado de precios de energía y potencia de las subestaciones de distribución primarias del Sistema Interconectado Central y Sistema Interconectado del Norte Grande. [Ver](#)
109. Resolución Exenta N° 600, de fecha 24 de octubre de 2017, que Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción. [Ver](#)
110. Resolución Exenta N° 601, de fecha 24 de octubre de 2017, que Autoriza exención de plazo de la empresa Minera Escondida Limitada, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 72-18° de la Ley General de Servicios Eléctricos. [Ver](#)
111. Resolución Exenta N° 608, de fecha 26 de octubre de 2017, que Aprueba Circular Aclaratoria N° 3 del Proceso “Licitación de Suministro 2017/01”. [Ver](#)
112. Resolución Exenta N° 609, de fecha 30 de octubre de 2017, que Establece y comunica el valor de los índices contenido en las fórmulas de indexación para la Empresa Eléctrica de Aysén S.A. de acuerdo a lo señalado en el Decreto N° 6T del 2015, del Ministerio de Energía. [Ver](#)
113. Resolución Exenta N° 610, de fecha 30 de octubre de 2017, que Establece y comunica el valor de los índices contenidos en las fórmulas de indexación para la Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. de acuerdo a lo señalado en el Decreto N° 1T del 2015, del Ministerio de Energía. [Ver](#)
114. Resolución Exenta N° 611, de fecha 30 de octubre de 2017, que Establece y comunica el valor de los índices contenidos en las fórmulas de indexación para la Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A. y la Empresa Eléctrica Cuchileo SpA de acuerdo a lo señalado en los Decretos N° 4T y N° 5T, ambos del 2015, del Ministerio de Energía. [Ver](#)

115. Resolución Exenta N° 612, de fecha 30 de octubre de 2017, que Dispone publicación de precios de energía y potencia en las subestaciones de distribución primarias de los Sistemas Medianos de Cochamó, Hornopirén, Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams. [Ver](#)
116. Resolución Exenta N° 613, de fecha 30 de octubre de 2017, que Comunica valor de los índices contenidos en las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a fijación de precios. [Ver](#)
117. Resolución Exenta N° 615, de fecha 31 de octubre de 2017, que Establece y comunica el valor de los índices contenidos en las fórmulas de indexación que indica. [Ver](#)
118. Resolución Exenta N° 616, de fecha 2 de noviembre de 2017, que Aprueba Circular Aclaratoria N° 4, del Proceso "Licitación de Suministro 2017/01". [Ver](#)
119. Resolución Exenta N° 621, de fecha 9 de noviembre de 2017, que Designa integrantes del Comité Consultivo Especial que colaborará en el procedimiento de elaboración del Anexo Técnico de Sistemas de Medición, Monitoreo y Control de Calidad de Servicio para sistemas de Distribución, contenido en el Plan Anual Normativo correspondiente al año 2017, y fija fecha para la celebración de la primera sesión del mismo. [Ver](#)
120. Resolución Exenta N° 629, de fecha 14 de noviembre de 2017, que Designa integrantes del Comité Consultivo Especial que colaborará en el procedimiento de revisión y modificación a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, contenida en el Plan Anual Normativo correspondiente al año 2017, y fija fecha para la celebración de la primera sesión del mismo. [Ver](#)
121. Resolución Exenta N° 633, de fecha 15 de noviembre de 2017, que Reemplaza Informe Técnico Definitivo, de julio de 2017, para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional, aprobado por Resolución Exenta N° 413, de 2017, y rectificado y reemplazado por Resolución Exenta N° 444, de 2017, ambas de la Comisión Nacional de Energía [Ver](#)
122. Resolución Exenta N° 634, de fecha 15 de noviembre de 2017, que Aprueba Informe Técnico demanda proyectada de energía eléctrica y obligación ERNC 2018-2021 [Ver](#)
123. Resolución Exenta N° 637, de fecha 15 de noviembre de 2017, que Complementa Resolución Exenta N° 739, de 2016, de la CNE que declara "Activos Esenciales" para el funcionamiento del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, de conformidad a lo dispuesto en el artículo sexto transitorio de la Ley N° 20.936. [Ver](#)
124. Resolución Exenta N° 664, de fecha 21 de noviembre de 2017, que Aprueba las respuestas a observaciones formuladas a las Bases Preliminares para la realización de los Estudios de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén, aprobadas por Resolución Exenta N° 557 de fecha 6 de octubre de 2017. [Ver](#)
125. Resolución Exenta N° 669, de fecha 21 de noviembre de 2017, que Indica normativa específica de los Procedimientos vigentes, a que hace referencia el Decreto Supremo N° 291 de 2007, aplicable al Sistema Eléctrico Nacional, en conformidad a lo dispuesto en el artículo primero transitorio de la Resolución CNE N° 383 de 2017. [Ver](#)
126. Resolución Exenta N° 670, de fecha 21 de noviembre de 2017, que Autoriza a Aela Generación S.A. la modificación del plazo de los Hitos "Avance del 50% de las Obras" y "Avance del 75% de las Obras" de la Carta Gantt del Proyecto Eólico Sarco, correspondiente a la Licitación de Suministro 2015/01. [Ver](#)



127. Resolución Exenta N° 671, de fecha 22 de noviembre de 2017, que Aprueba Informe Técnico Definitivo para la fijación de precios nudo promedio del Sistema Eléctrico Nacional y de ajustes y recargos por aplicación del mecanismo de equidad tarifaria residencial, correspondiente a enero de 2018. [Ver](#)
128. Resolución Exenta N° 674, de fecha 23 de noviembre de 2017, que Aprueba Bases Definitivas para la Realización de los Estudios de Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén. [Ver](#)
129. Resolución Exenta N° 677, de fecha 24 de noviembre de 2017, que Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción. [Ver](#)
130. Resolución Exenta N° 678, de fecha 24 de noviembre de 2017, que Comunica valor de los índices contenidos en las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a fijación de precios. [Ver](#)
131. Resolución Exenta N° 686, de fecha 28 de noviembre de 2017, que Rectifica Informe Técnico "Fijación de fórmulas tarifarias de servicios no consistentes en suministro de energía asociados a la Distribución de Electricidad", aprobado por Resolución Exenta de la Comisión Nacional de Energía N° 500, de fecha 6 de septiembre de 2017. [Ver](#)
132. Resolución Exenta N° 693, de fecha 30 de noviembre de 2017, que Autoriza postergación de inversión en el Sistema Mediano de Cochamó solicitada por SAGESA S.A., de conformidad a lo dispuesto en el artículo 180° de la Ley General de Servicios Eléctricos y el artículo 25° del D.S. N° 229 de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. [Ver](#)
133. Resolución Exenta N° 705, de fecha 7 de diciembre de 2017, que Autoriza exención de plazo de la empresa Centinela Transmisión S.A. de conformidad a lo dispuesto en el artículo 72-18° de la Ley General de Servicios Eléctricos. [Ver](#)
134. Resolución Exenta N° 714, de fecha 12 de diciembre de 2017, que Constituye registro de Participación Ciudadana del proceso de planificación anual de la transmisión correspondiente al año 2017, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 90° de la Ley General de Servicios Eléctricos. [Ver](#)
135. Resolución Exenta N° 720, de fecha 15 de diciembre de 2017, que Modifica texto de las Bases de Licitación de las Obras Nuevas contempladas en el Decreto Exento N°422, de 2017, del Ministerio de Energía, que Fija Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional para los doce meses siguientes, aprobadas mediante Resolución Exenta CNE N° 518, de 2017. [Ver](#)
136. Resolución Exenta N° 734, de fecha 19 de diciembre de 2017, que Constituye registro de Participación Ciudadana del proceso cuadrienal de valorización de los sistemas de transmisión para el período 2020-2023 y de cálculo de la tasa de descuento aplicable en el mismo período, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 90° de la Ley General de Servicios Eléctricos. [Ver](#)
137. Resolución Exenta N° 735, de fecha 19 de diciembre de 2017, que Designa representante de la Comisión Nacional de Energía en el Comité de licitación, adjudicación y supervisión del Estudio de Costos a que se refiere el artículo 40-N de la Ley de Servicios de Gas. [Ver](#)
138. Resolución Exenta N° 736, de fecha 20 de diciembre de 2017, que Rectifica Resolución Exenta N° 734, de 19 de diciembre de 2017, que constituye registro de Participación Ciudadana del proceso cuadrienal de valorización de los sistemas de transmisión para el período 2020-2023 y de cálculo de la tasa de descuento aplicable en el mismo período, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 90° de la Ley General de Servicios Eléctricos. [Ver](#)

139. Resolución Exenta N° 737, de fecha 21 de diciembre de 2017, que Actualiza tasa de Costo de Capital en su componente de tasa de libre riesgo, de conformidad a lo dispuesto en el inciso final del artículo 32° de la Ley de Servicios de Gas. [Ver](#)
140. Resolución Exenta N° 740, de fecha 21 de diciembre de 2017, Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción. [Ver](#)
141. Resolución Exenta N° 744, de fecha 22 de diciembre de 2017, que Modifica Resolución Exenta N° 544 de la Comisión Nacional de Energía, de fecha 2 de octubre de 2017, que aprueba informe técnico y fija cargos a que se refieren los artículos 115° y 116° de la Ley General de Servicios Eléctricos. [Ver](#)
142. Resolución Exenta N° 745, de fecha 26 de diciembre de 2017, que Aprueba "Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2017-2037 Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos", de diciembre de 2017. [Ver](#)
143. Resolución Exenta N° 746, de fecha 26 de diciembre de 2017, que Comunica valor de los índices contenidos en las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a fijación de precios y fija factor de corte y reposición. [Ver](#)
144. Resolución Exenta N° 747, de fecha 26 de diciembre de 2017, que Aprueba Informe Técnico Preliminar que fija la Tasa de Descuento a que hace referencia el artículo 119° de la Ley General de Servicios Eléctricos. [Ver](#)
145. Resolución Exenta N° 756, de fecha 27 de diciembre de 2017, que Aprueba Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios 2017 de conformidad a lo dispuesto en el D.S. N° 130 de 2011. [Ver](#)
146. Resolución Exenta N° 759, de fecha 27 de diciembre de 2017, que Constituye registro de participación ciudadana del proceso cuadrienal de calificación de las instalaciones de los sistemas de transmisión para el período 2020-2023, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 90° de la Ley General de Servicios Eléctricos. [Ver](#)
147. Resolución Exenta N° 760, de fecha 27 de diciembre de 2017, que Rectifica Informe Técnico Factor de Ajuste de Potencia (FAPN) Fijación de Fórmulas Tarifarias para concesionarias de servicio público de distribución cuadrienio noviembre 2016 - noviembre 2020, aprobado por Resolución Exenta de la Comisión Nacional de Energía N° 533, de fecha 29 de septiembre 2017. [Ver](#)
148. Resolución Exenta N° 761, de fecha 27 de diciembre de 2017, que Constituye registro de participación ciudadana del proceso cuadrienal de valorización de los sistemas de transmisión para el período 2020-2023 y de cálculo de la tasa de descuento aplicable en el mismo período, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 90° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y deja sin efecto Resoluciones Exentas CNE N° 734 y N° 736, de 2017. [Ver](#)
149. Resolución Exenta N° 767, de fecha 28 de diciembre de 2017, que Aprueba Informe Preliminar de Valorización de Instalaciones de Gas a que hace referencia el artículo 29 quáter de la Ley de Servicios de Gas. [Ver](#)
150. Resolución Exenta N° 769, de fecha 29 de diciembre de 2017, que Aprueba Bases Técnicas y Administrativas Preliminares para la Realización de los Estudios de Valorización de las Instalaciones de los Sistemas de Transmisión. [Ver](#)
151. Resolución Exenta N° 770, de fecha 29 de diciembre de 2017, que Aprueba Informe Técnico Preliminar que contiene el Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2017. [Ver](#)



152.Resolución Exenta N° 771, de fecha 29 de diciembre de 2017, que Aprueba Informe Técnico Preliminar de Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el Período 2020-2023. [Ver](#)

153.Resolución Exenta N° 782, de fecha 29 de diciembre de 2017, que Complementa Resolución Exenta N° 759, de 27 de diciembre de 2017, que "Constituye registro de participación ciudadana del proceso cuadrienal de calificación de las instalaciones de los sistemas de transmisión para el período 2020-2023, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 90° de la Ley General de Servicios Eléctricos". [Ver](#)

05. DICTÁMENES DEL PANEL DE EXPERTOS 2017

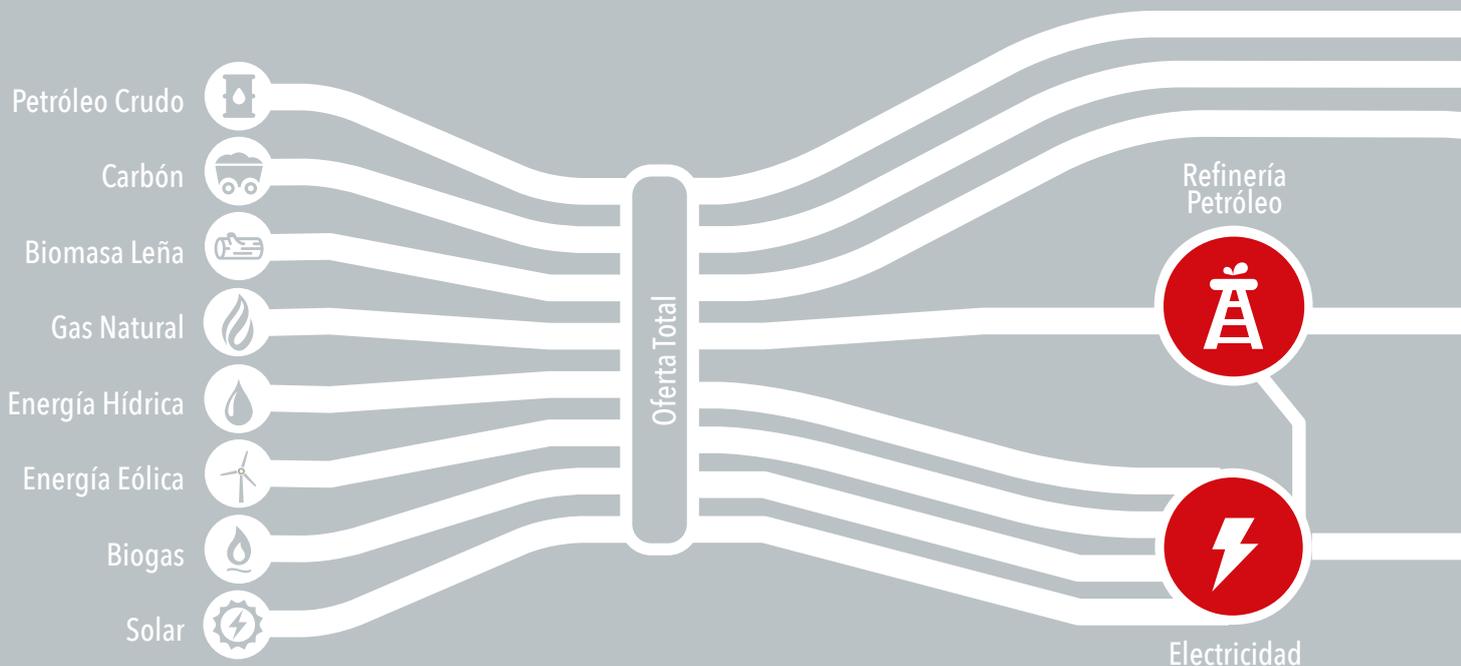
01. Dictamen N° 1-2017, de fecha 20 de marzo de 2017, relativo a la discrepancia de la Empresa Eléctrica Aguas del Melado SpA contra el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional por el Cálculo Definitivo de Potencia de Suficiencia de las Centra [Ver](#)
02. Dictamen N° 2-2017, relativo al Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal Período 2016-2017. [Ver](#)
03. Dictamen N° 3-2017, respecto a la Determinación del Valor Anual de los Sistemas de Transmisión Zonal y Transmisión Dedicada Bienio 2018-2019; el Dictamen N° 4-2017, que se pronuncia sobre Discrepancia: Reliquidación de Peajes por el Sistema de Transmisión Troncal año 2016. y el Dictamen N° 5-2017, relativo a las Discrepancias sobre determinación de la Tasa de Costo de Capital a que Hace Referencia el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas, para el cuatrienio 2018-2021. [Ver](#)
04. Dictamen N° 3-2017, de 3 de julio de 2017, respecto a la Determinación del Valor Anual de los Sistemas de Transmisión Zonal y Transmisión Dedicada Bienio 2018-2019. [Ver](#)
05. Dictamen N° 4-2017, de 10 de julio de 2017, que se pronuncia sobre Discrepancia: Reliquidación de Peajes por el Sistema de Transmisión Troncal año 2016. [Ver](#)
06. Dictamen N° 5-2017, de 31 de julio de 2017, relativo a las Discrepancias sobre determinación de la Tasa de Costo de Capital a que Hace Referencia el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas, para el cuatrienio 2018-2021. [Ver](#)
07. Dictamen N° 6-2017, del 21 de marzo de 2017, relativo a la Discrepancia contra el Informe de Fijación de Fórmulas Tarifarias de Servicios no Consistentes en Suministro de Energía, Asociados a la Distribución de Electricidad. [Ver](#)
08. Dictamen N° 7-2017, de 20 de septiembre de 2017, relativo a la Discrepancia presentada por Transmisora Mejillones S.A. contra el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional por la aplicación del régimen de acceso abierto a la línea Encuentro-Sierra Gorda. [Ver](#)
09. Dictamen N° 14-2017, de 6 de diciembre de 2017, relativo a la Discrepancia: "Informe Técnico Definitivo a que se refiere el artículo 33 bis de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Metrogas S.A.". [Ver](#)
10. Dictamen N° 15-2017, de 22 de diciembre de 2017, relativo a la Discrepancia: "Informe de Rentabilidad Anual Definitivo a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Gassur S.A." [Ver](#)
11. Dictamen N° 16-2017, de 27 de diciembre de 2017, relativo a la Discrepancia: "Informe de Rentabilidad Anual Definitivo a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas de la empresa GasValpo SpA ". [Ver](#)



12. Dictamen N° 17-2017, de 27 de diciembre de 2017, relativo a la Discrepancia: "Informe de Rentabilidad Anual Definitivo a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Intergas S.A.". [Ver](#)
13. Dictamen N° 18-2017, de 22 de diciembre de 2017, relativo a la Discrepancia: "Informe de Rentabilidad Anual Definitivo a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Metrogas S.A.". [Ver](#)

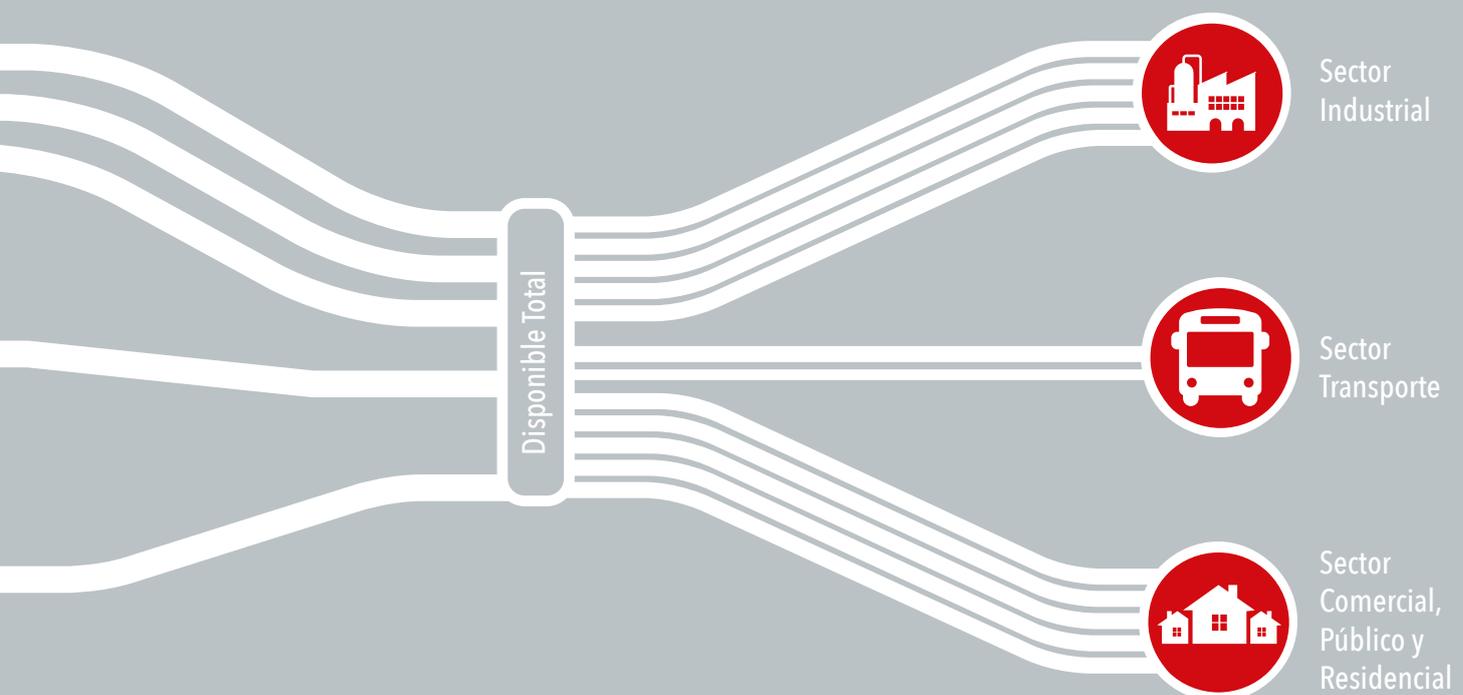


BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA



El Balance Nacional de Energía, o BNE, corresponde a un instrumento de contabilización de los flujos de energía en cada una de las etapas de la cadena energética, y las relaciones de equilibrio entre la oferta y la demanda por las cuales la energía se produce, se intercambia con el exterior, se transforma y se consume, tomando como sistema de análisis el ámbito de un país y para un periodo determinado de tiempo. La relevancia del BNE se basa en su múltiple utilidad: proporciona un punto de partida natural para la construcción de varios indicadores de consumo de energía, revela el grado de dependencia del país para cada tipo de energía y la relativa importancia de los diferentes suministros de combustibles en su contribución a la economía, entre otros.

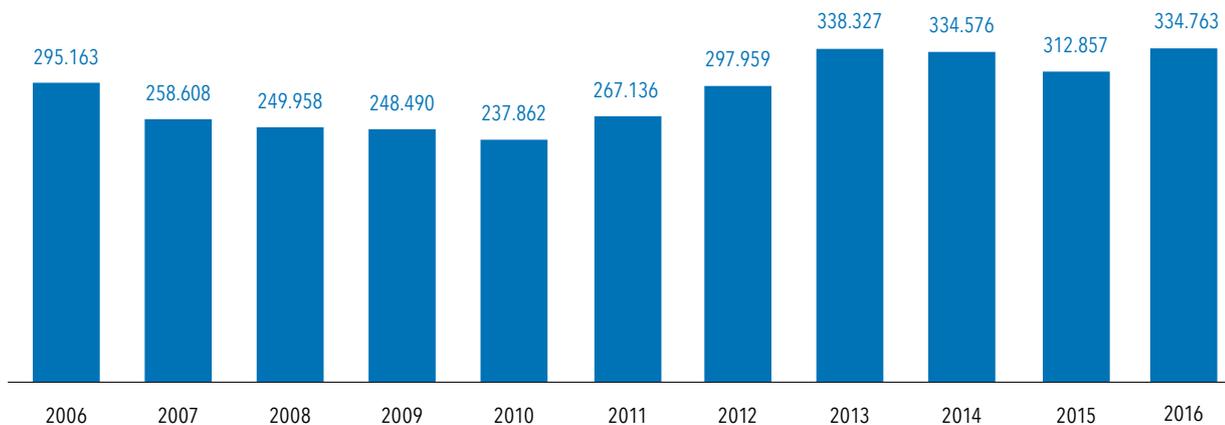
El BNE, además, constituye un elemento esencial para la formulación de políticas energéticas y la planificación energética nacional, sirviendo también de base para el análisis del impacto medioambiental del uso energético y para la elaboración del inventario de gases de efecto invernadero.



01. MATRIZ DE ENERGÍA PRIMARIA

La matriz de energía primaria representa el aprovisionamiento energético del país, considerando la producción de recursos energéticos de Chile y los flujos de importación y exportación. Durante el año 2016 alcanzó un total de 312.857 teracalorías (TCal). El principal aporte proviene de los combustibles fósiles (petróleo crudo, gas natural y carbón) que suman un 70%. El resto lo conforman la producción de biomasa (23%), y en menor proporción hidroelectricidad, solar y eólica con un 7%.

EVOLUCIÓN DE LA OFERTA DE ENERGÍA PRIMARIA EN CHILE ENTRE 2005 Y 2015 EN TCal



Fuente: Balance Nacional de Energía – Ministerio de Energía

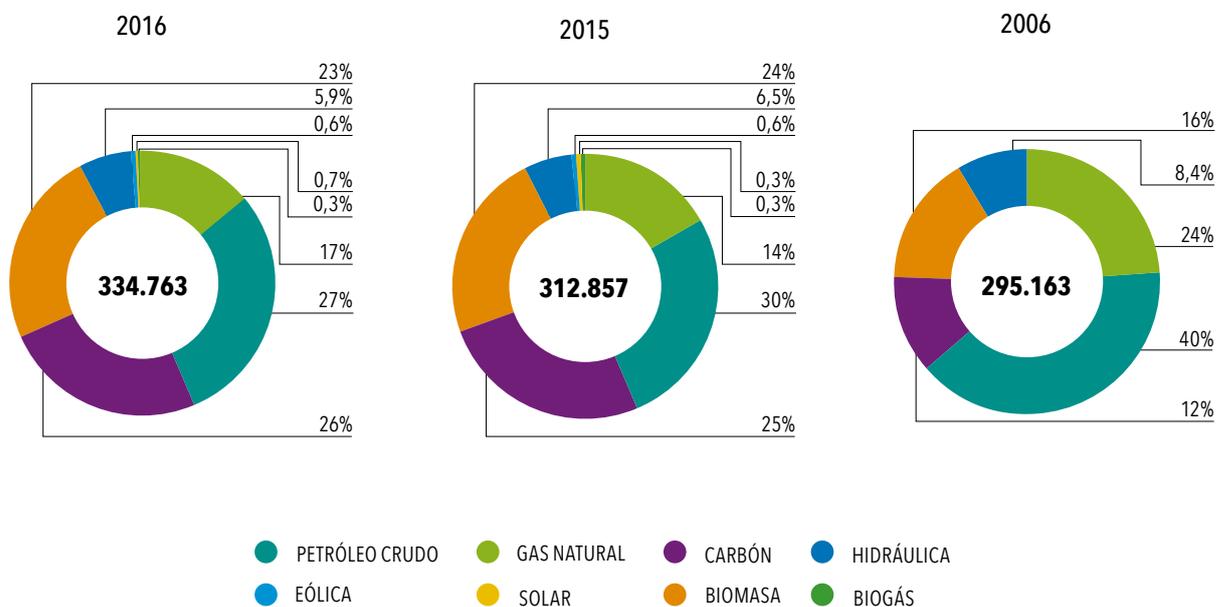
VARIACIÓN TOTAL DE OFERTA DE ENERGÍA PRIMARIA EN TCal

2016

334.763



TOTAL DE LA OFERTA DE ENERGÍA PRIMARIA EN CHILE EN TCaI



Fuente: Balance Nacional de Energía – Ministerio de Energía

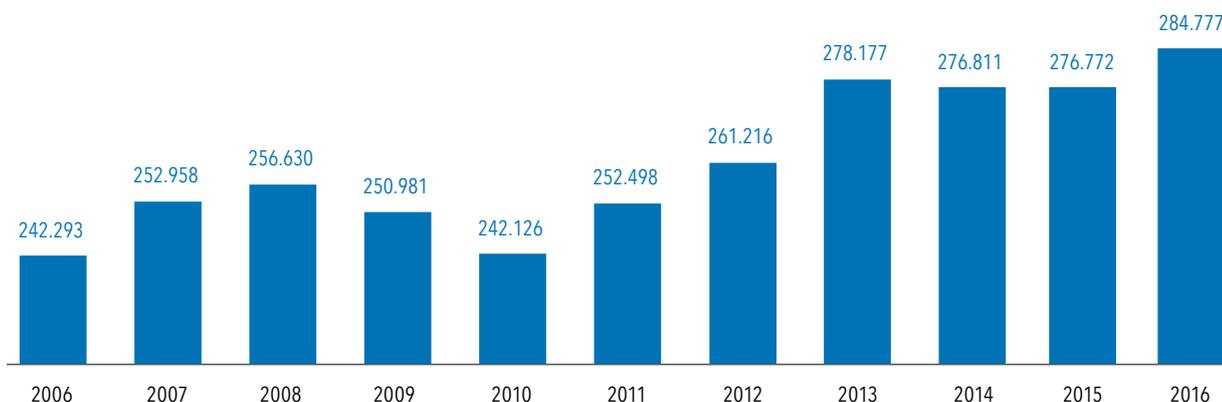
VARIACIÓN DE OFERTA DE ENERGÍA PRIMARIA EN TCaI POR TIPO DE ENERGÉTICO



02. CONSUMO FINAL DE ENERGÍA

La matriz de consumo final de energía del balance nacional, grafica el comportamiento del consumo del país. En este caso, se puede observar una evolución del valor absoluto en el consumo y su evolución en el tiempo, y a continuación una representación gráfica de la composición tanto por combustible como por sector de consumo.

EVOLUCIÓN DEL CONSUMO FINAL EN CHILE ENTRE 2005 Y 2015 EN TCaI



Fuente: Balance Nacional de Energía – Ministerio de Energía

VARIACIÓN TOTAL DEL CONSUMO FINAL EN CHILE EN TCaI

2016

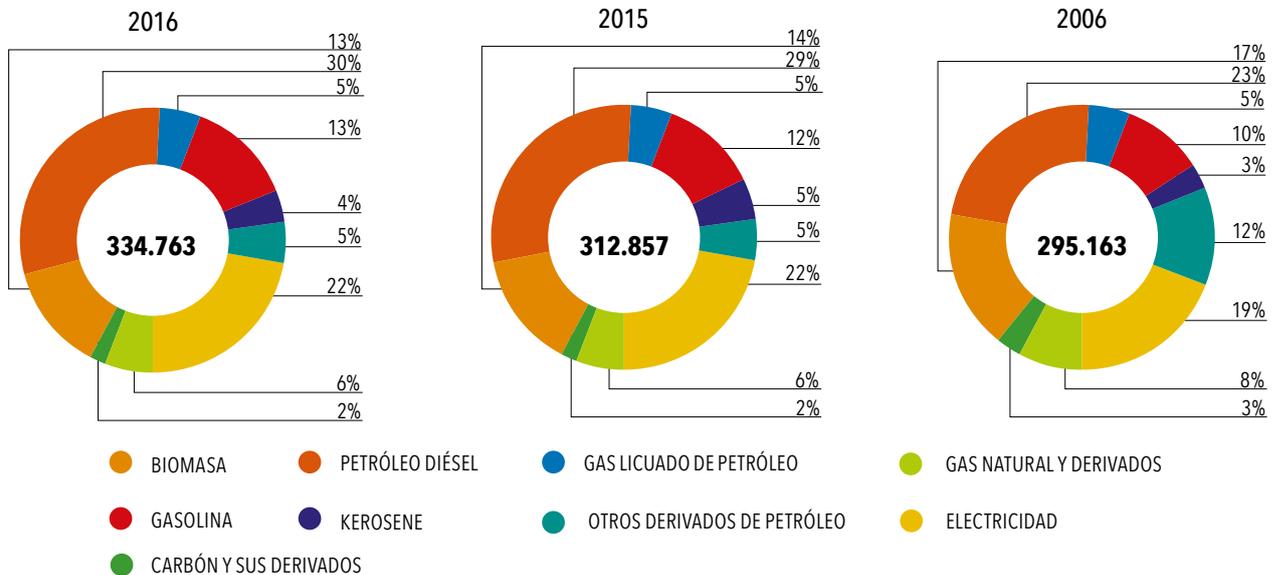
284.777



CONSUMO FINAL DE ENERGÍA SEGÚN TIPO DE ENERGÉTICO

Se presenta la matriz de demanda de energía, la cual muestra la estructura del consumo final de energía por tipo de fuente, que en el año 2015 alcanzó un valor total de 278,061 TCal, compuesta por los combustibles Derivados del Petróleo (56%), Electricidad (22%), Biomasa (15%), Gas Natural (6%) y Carbón (1%).

TOTAL DEL CONSUMO FINAL POR ENERGÉTICO EN CHILE EN TCal



Fuente: Balance Nacional de Energía – Ministerio de Energía

VARIACIÓN DEL CONSUMO FINAL POR ENERGÉTICO EN CHILE EN TCal

2016

GAS NATURAL Y DERIVADOS

17.766

▼-0,7% ▼-12% ▼-1,2%

2015 2006 TCAC

CARBÓN Y SUS DERIVADOS

4.126

▼-8,5% ▼-51% ▼-6,9%

2015 2006 TCAC

BIOMASA

37.140

▼-0,8% ▼-12% ▼-1,3%

2015 2006 TCAC

PETRÓLEO DIÉSEL

84.631

▲6,4% ▲54% ▲4,4%

2015 2006 TCAC

GAS LICUADO DE PETRÓLEO

15.219

▲8,6% ▲27% ▲2,5%

2015 2006 TCAC

GASOLINA

36.904

▲6,8% ▲58% ▲4,7%

2015 2006 TCAC

KEROSENE

12.546

▼-6,0% ▲55% ▲4,5%

2015 2006 TCAC

OTROS DERIVADOS DE PETRÓLEO

13.793

▼-9,0% ▼-51% ▼-6,8%

2015 2006 TCAC

ELECTRICIDAD

62.852

▲3,9% ▲39% ▲3,3%

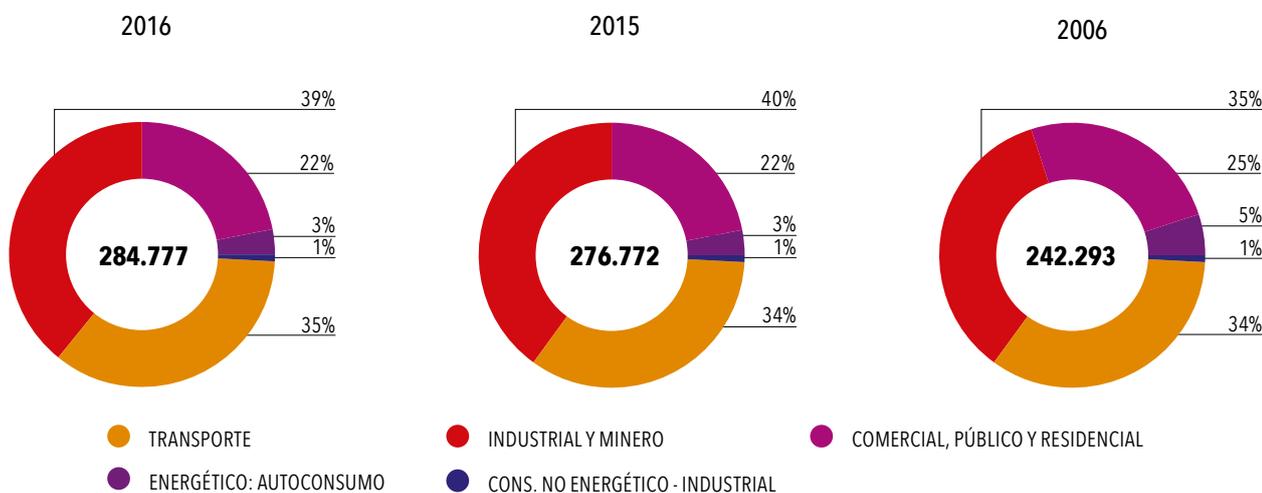
2015 2006 TCAC



CONSUMO FINAL DE ENERGÍA SEGÚN SECTOR

Se presenta el consumo final de energía del año 2016 desagregado por sector. Los sectores que más demandan energía en el año 2016 son Transporte (35%), seguido por la Industria y Minería (39%) y el Consumo Residencial* (22%). Finalmente, y con igual proporción de consumo, se encuentran el sector comercial y público, y el consumo propio del sector energía (en total con un 5%).

TOTAL DEL CONSUMO FINAL POR SECTOR EN CHILE EN TCaI



Fuente: Balance Nacional de Energía – Ministerio de Energía

VARIACIÓN DEL CONSUMO FINAL POR SECTOR EN CHILE EN TCaI

2016

SECTOR TRANSPORTE

100.354

4,9% 23% 2,1%
2015 2006 TCAC

SECTOR INDUSTRIAL Y MINERO

112.368

1,7% 31% 2,8%
2015 2006 TCAC

SECTOR COMERCIAL,
PÚBLICO Y RESIDENCIAL

62.373

4,5% 3,9% 0,4%
2015 2006 TCAC

SECTOR ENERGÉTICO:
AUTOCONSUMO

7.624

-0,2% -0,4% -0,1%
2015 2006 TCAC

CONSUMO NO
ENERGÉTICO - INDUSTRIAL

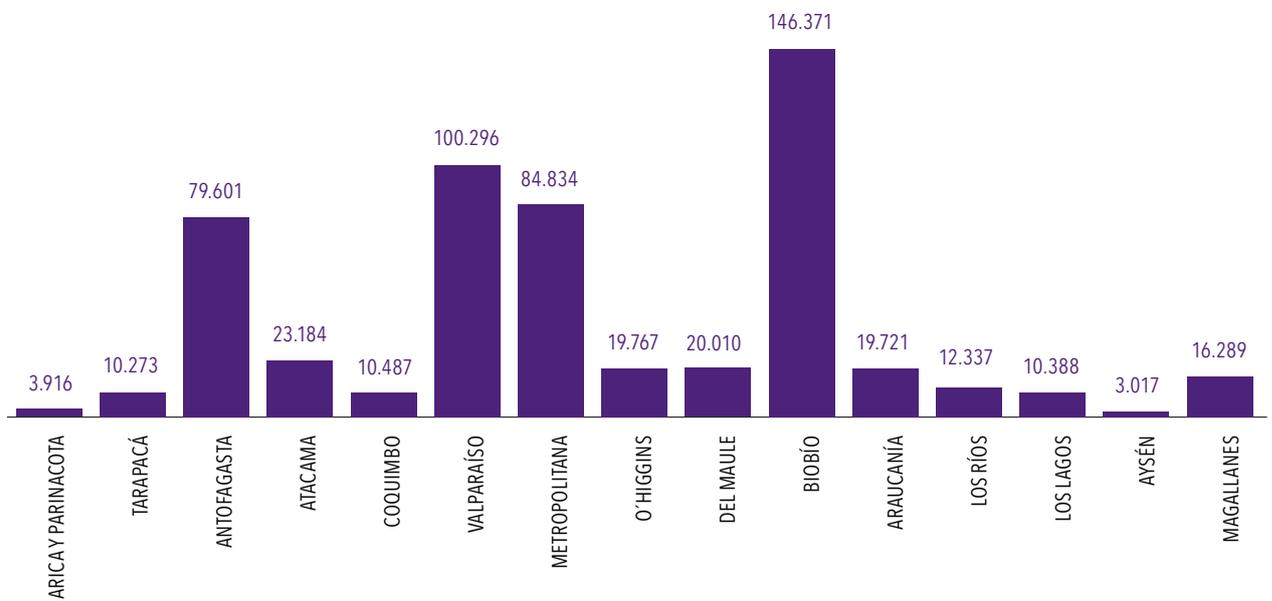
2.059

0,3% 0,2% 0,0%
2015 2006 TCAC

La información de consumo de Biomasa correspondiente al año 2014 es obtenida a través de una nueva metodología consistente en una encuesta representativa a nivel nacional para los sectores residencial, comercial y público. Esto da cuenta de la variación del consumo entre los años 2013 y 2014.

03. CONSUMOS REGIONALES

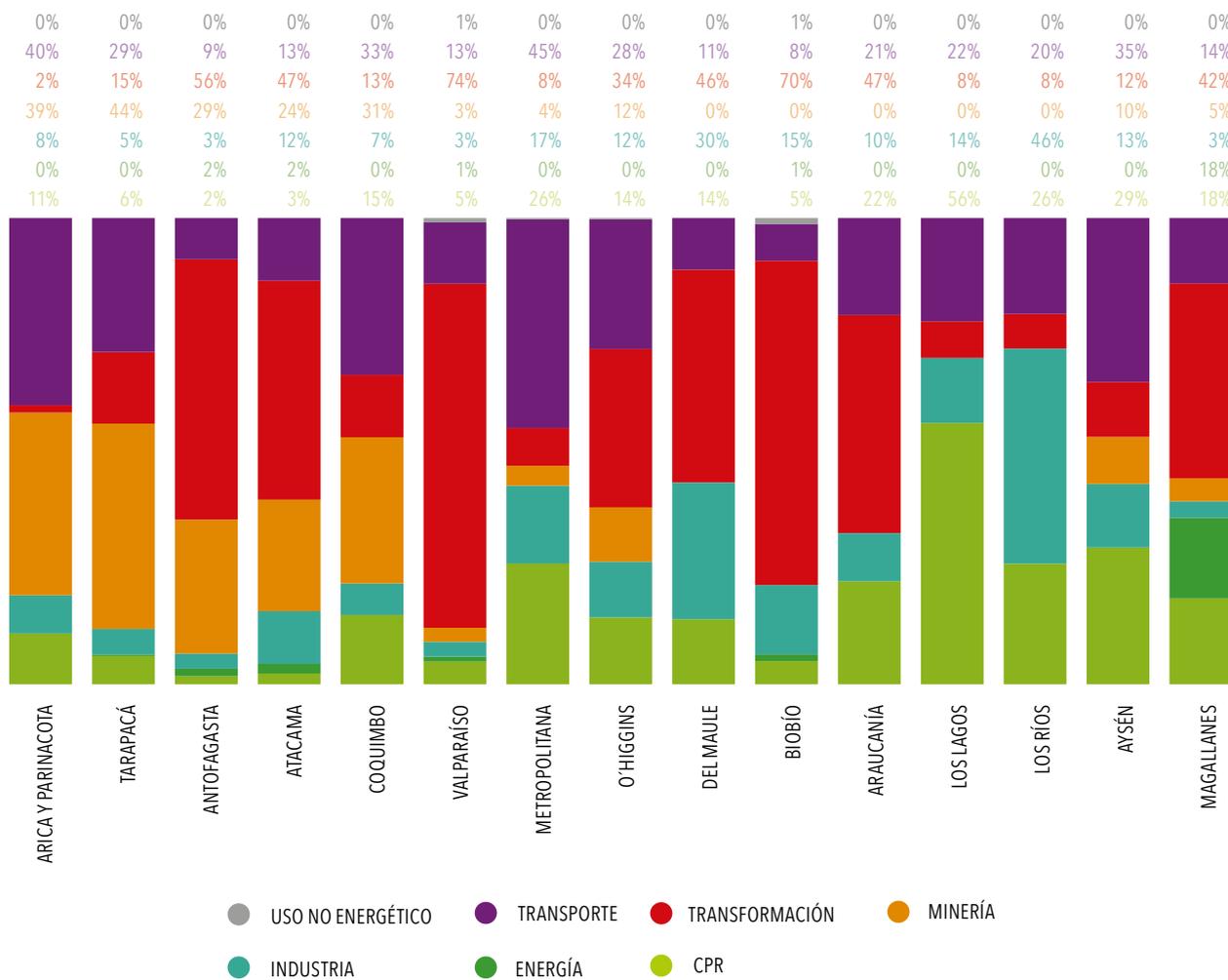
DISTRIBUCIÓN REGIONAL DEL CONSUMO FINAL SEGÚN SECTORES



Fuente: Balance Nacional de Energía – Ministerio de Energía

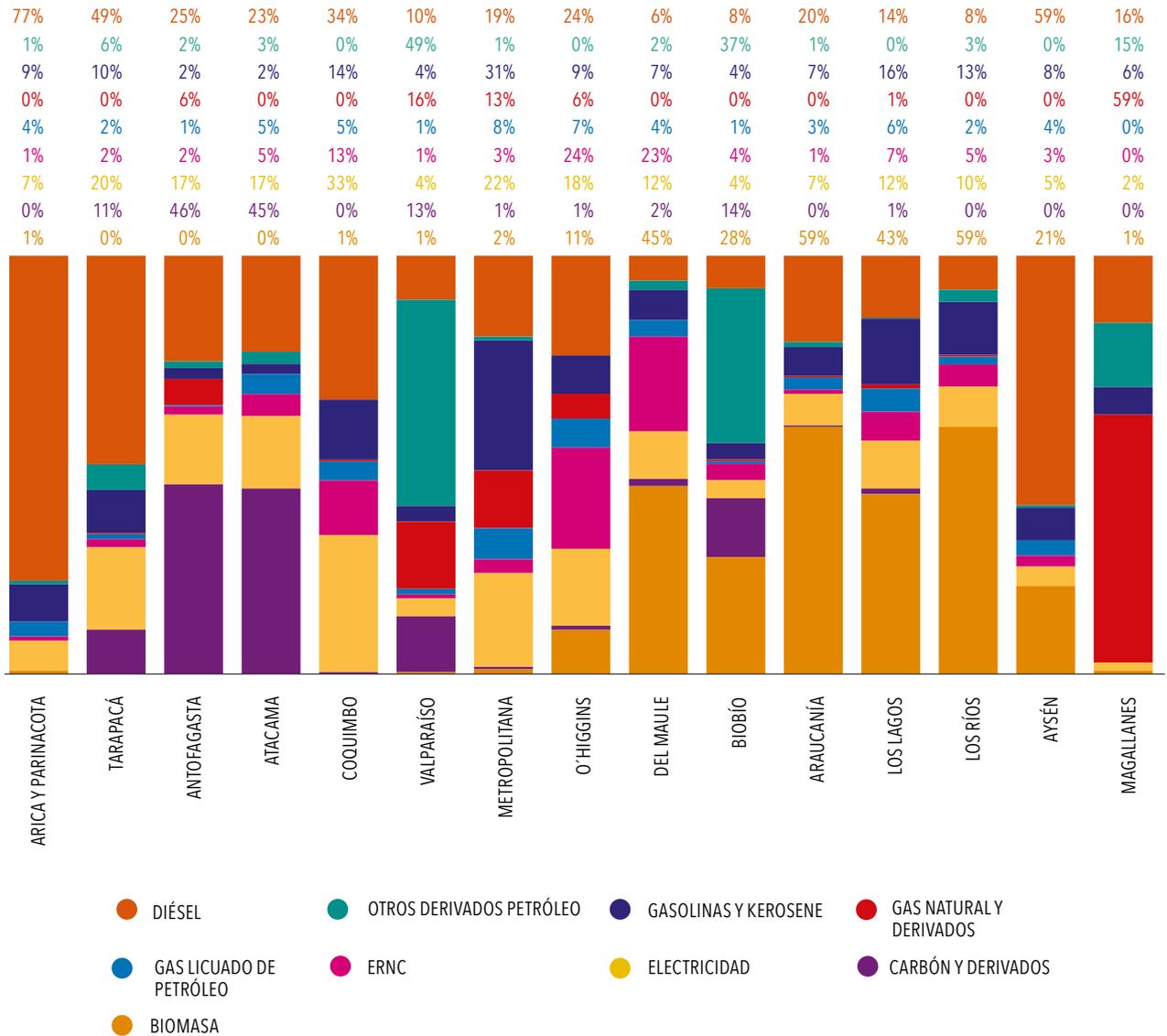


DISTRIBUCIÓN REGIONAL DEL CONSUMO FINAL SEGÚN SECTORES



Fuente: Balance Nacional de Energía – Ministerio de Energía

DISTRIBUCIÓN REGIONAL DEL CONSUMO FINAL SEGÚN ENERGÉTICOS

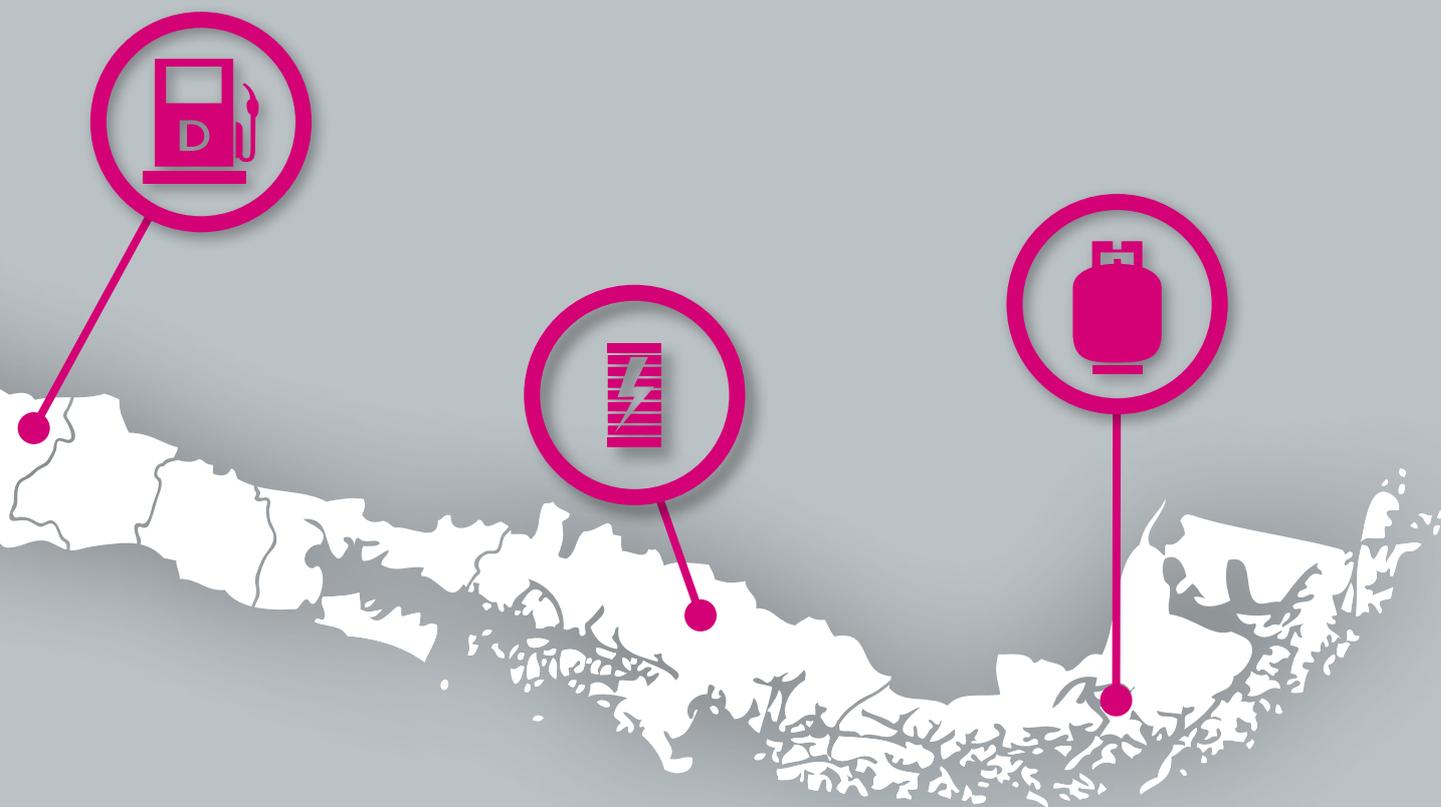


Fuente: Balance Nacional de Energía – Ministerio de Energía

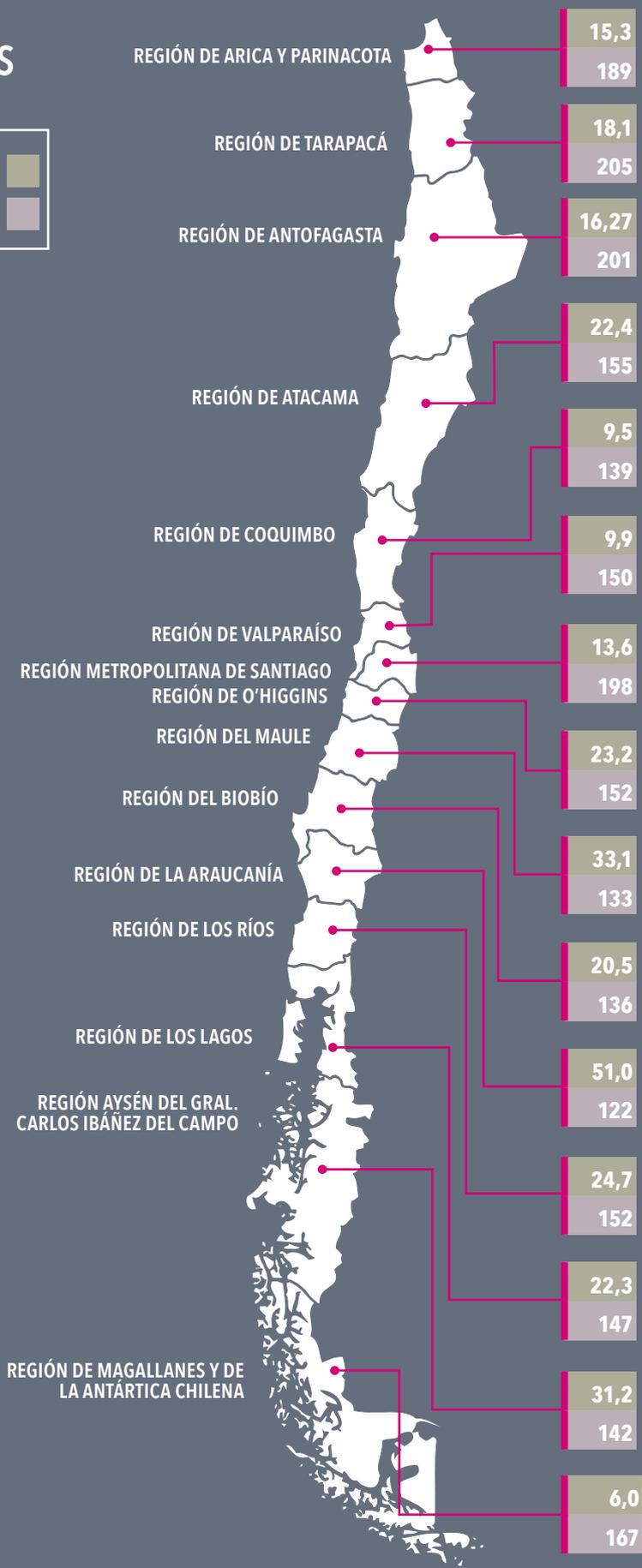
INDICADORES REGIONALES



Esta nueva sección del anuario ha sido diseñada teniendo presente la vital importancia de disponer cifras actualizadas y validadas del sector energético en cada región del país. En un contexto social en donde los ciudadanos muestran cada vez mayor interés por conocer el estado de avance de este sector en cada una de sus regiones y les interesa participar en la discusión de la política de corto y largo plazo, se vuelve fundamental fortalecer el acceso y la democratización de la información en materia energética para potenciar el desarrollo de las regiones y el diseño de mejores políticas públicas locales. A continuación se presentará un resumen de indicadores energéticos por región, tales como consumo residencial de energía eléctrica; horas promedio de interrupción eléctrica; consumo per cápita de gasolina 93, petróleo diésel y gas licuado de petróleo; proyectos en construcción; capacidad instalada; generación eléctrica, entre otros.



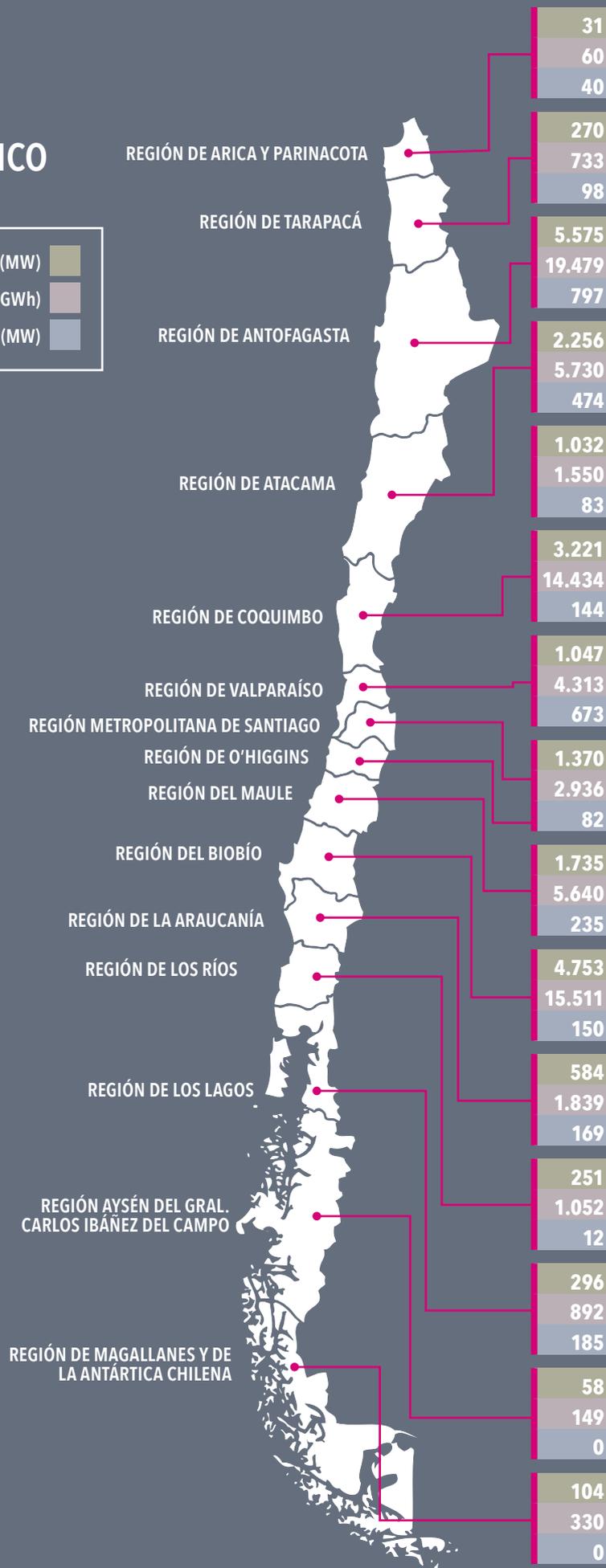
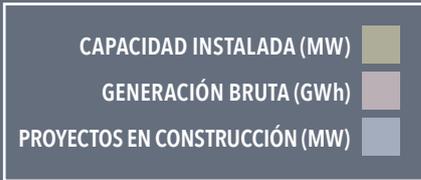
SUMINISTROS ELÉCTRICOS



Fuente: Superintendencia de Electricidad y Combustibles

Fuente Consumo Eléctrico Residencial: Comisión Nacional de Energía

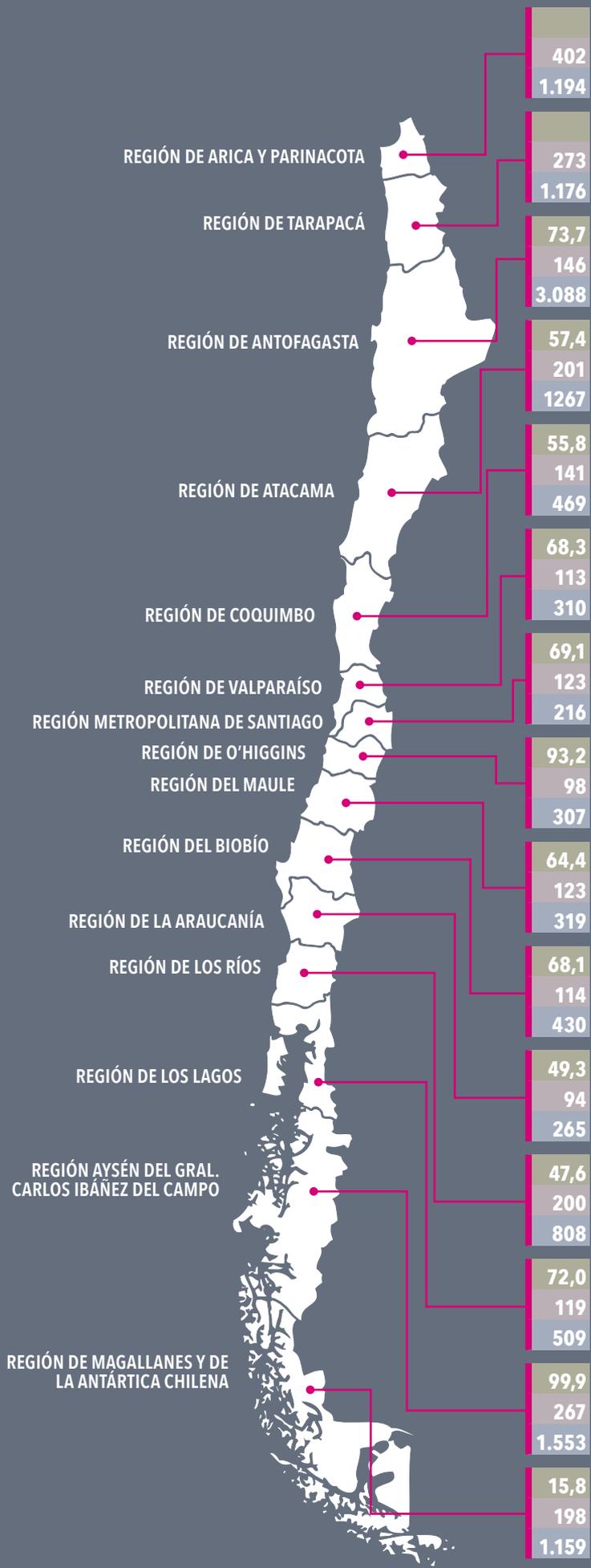
SISTEMA ELÉCTRICO



Fuente: Comisión Nacional de Energía

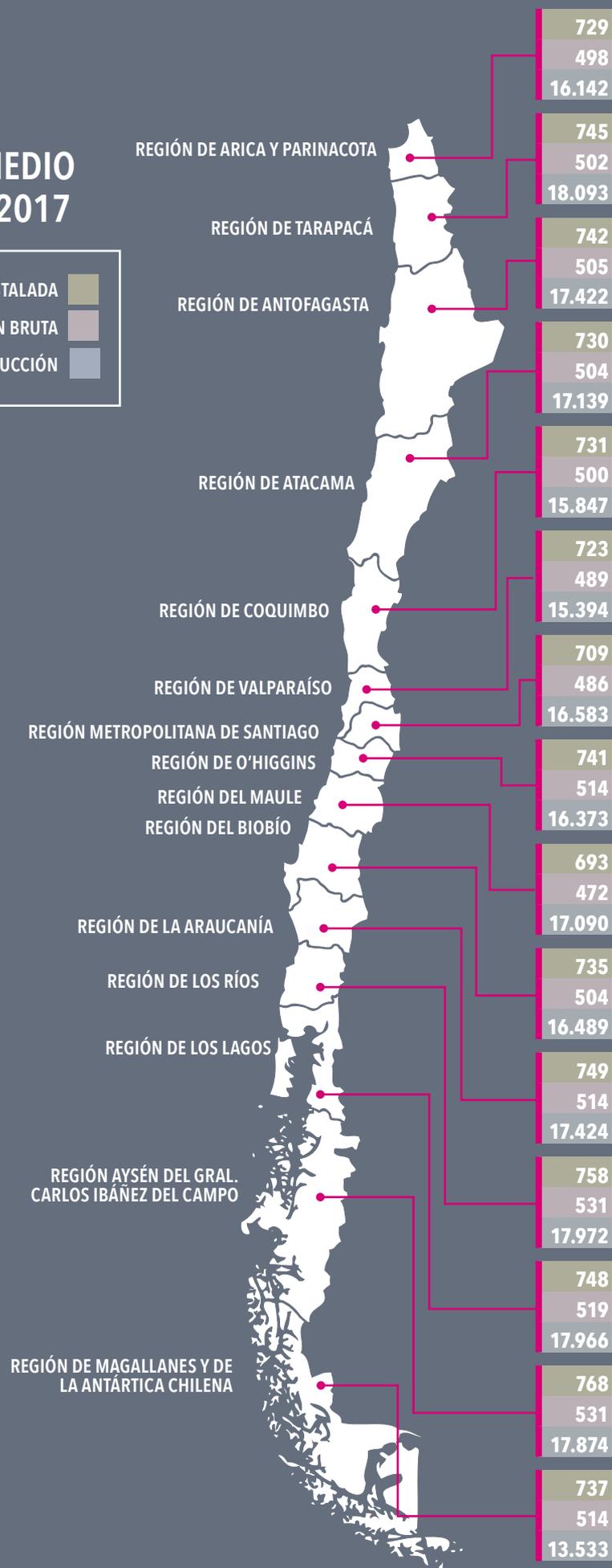


CONSUMO PROMEDIO PER CÁPITA 2015



Fuente: Superintendencia de Electricidad y Combustibles

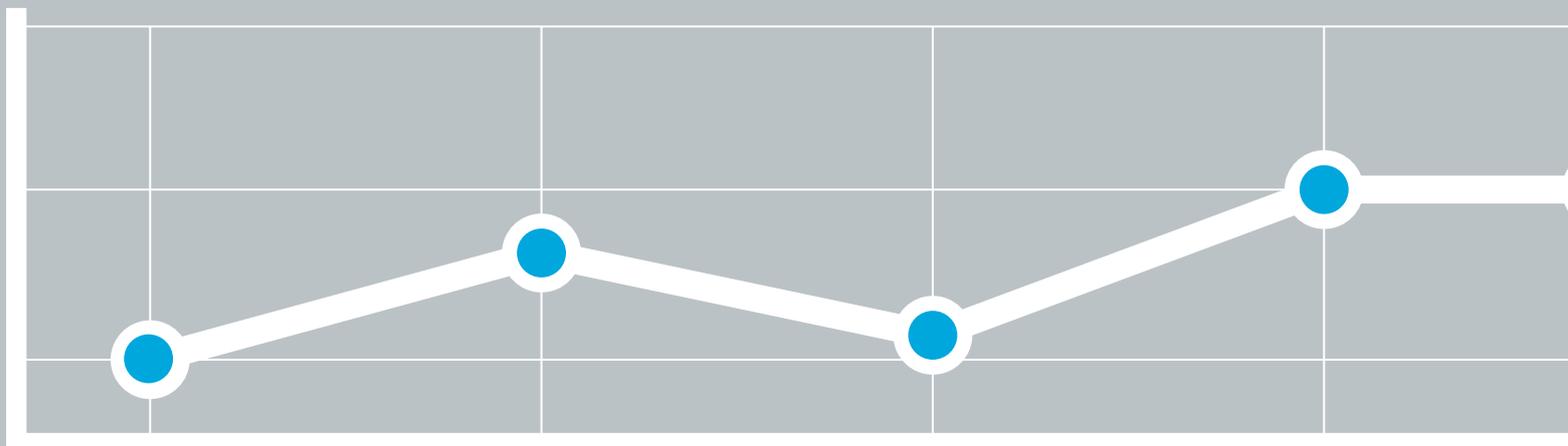
PRECIOS PROMEDIO COMBUSTIBLE 2017

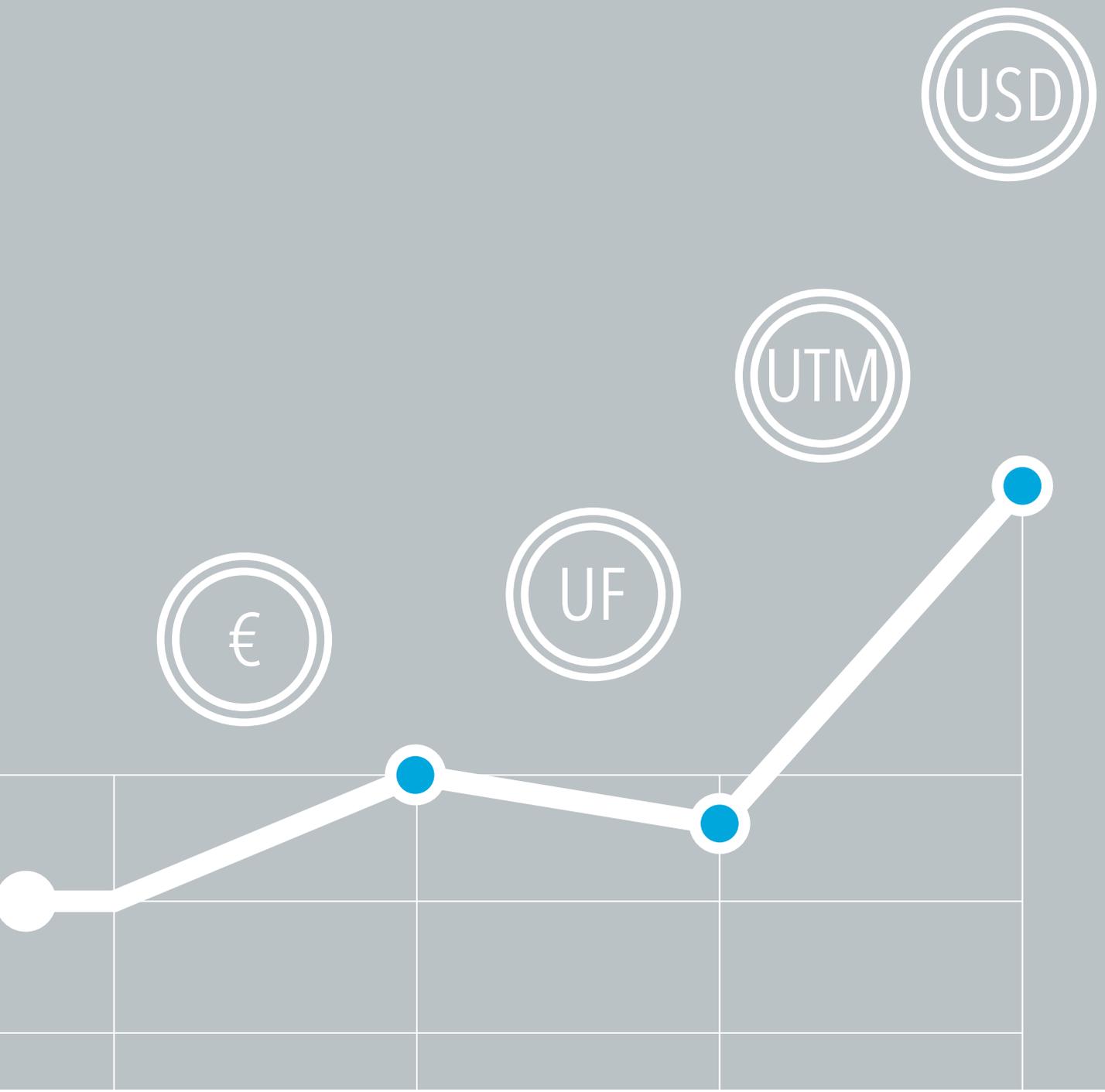


Fuente: Comisión Nacional de Energía



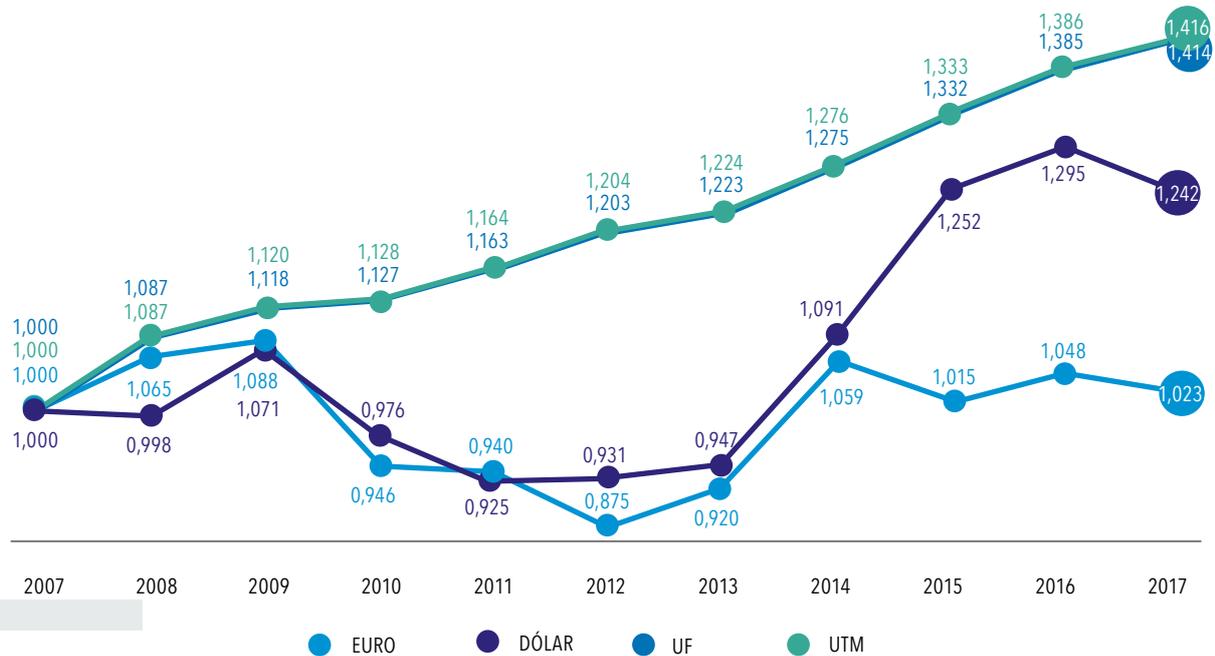
INDICADORES INTERNACIONALES Y FINANCIEROS





01. INDICADORES FINANCIEROS

COMPARATIVO EVOLUCIÓN DE LOS INDICADORES FINANCIEROS
ÍNDICES BASE PROMEDIO 2006 = 1,00.

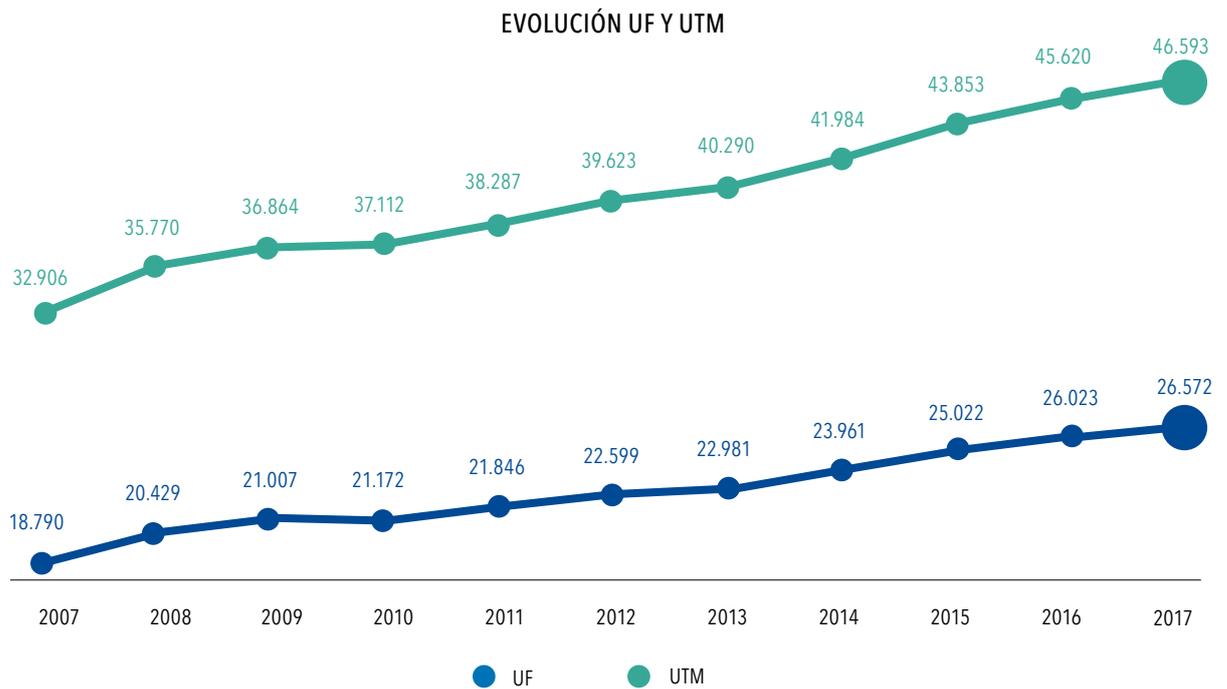


Fuente: Banco Central

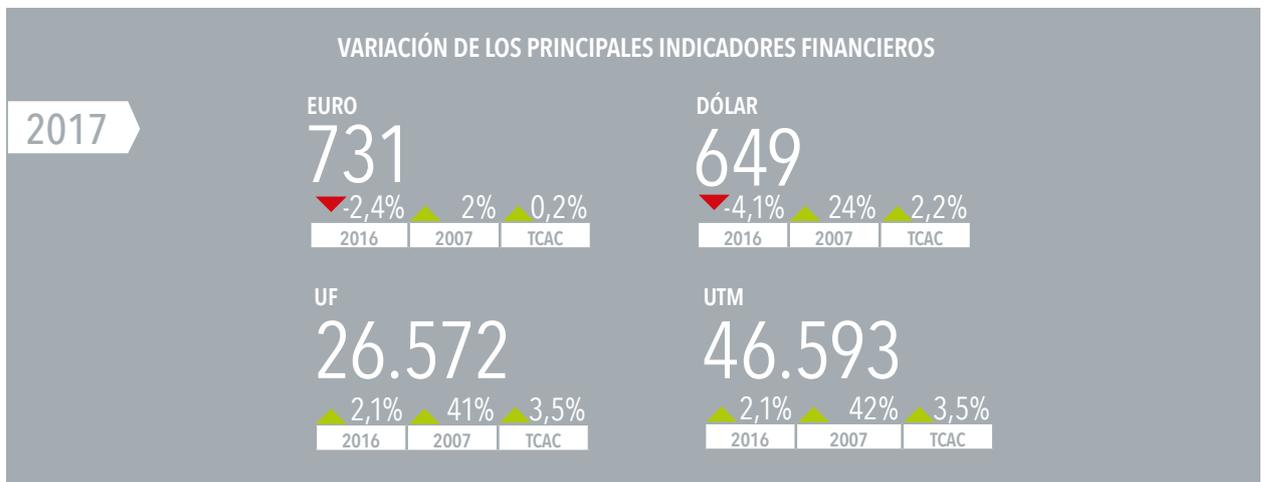
EVOLUCIÓN TASA DE CAMBIO DÓLAR Y EURO A PESOS CHILENOS



Fuente: Banco Central



Fuente: Superintendencia de Bancos e Instituciones Financieras



GLOSARIO

\$	Pesos chilenos
ATD	Área Típica de Distribución
bbl	Barril
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
Btu	British Thermal Unit
CDAT	Costo de Distribución de Alta Tensión
CDBT	Costo de Distribución de Baja Tensión
CEC	Cooperativa Eléctrica Curicó
CEO	Chief Executive Officer
CGED	Compañía Eléctrica de Generación Distribución
CNE	Comisión Nacional de Energía
cUSD	Centavos de Dólar
EEC	Empresas Eléctricas de Chile
EEPA	Empresa Eléctrica de Puente Alto
ERNC	Energía Renovable No Convencional
GNL	Gas Natural Licuado
GWh	Giga Watt Hora
hm ³	Hectómetros Cúbicos
IPAI	Índice de Precio del Aluminio
IPC	Índice de Precios al Consumidor
IPCu	Índice de Precio del Cobre
IPP	Índice de Precios al Productor de Industrias
kg	kilogramo
kV	kilo-volt
kW	kilowatt-hora
kWh	kilowatt-hora
LGSE	Ley General de Servicios Eléctricos
M	Miles
m.s.n.m.	Metros Sobre el Nivel del Mar
MM	Millones
mm	milímetros
MVA	Mega Volt Ampere
MW	Mega Watt
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
Pe	Precio Equivalente Energía
PMM	Precio Medio de Mercado
PMON	Precio Monómico
PNE	Precio Nudo de Energía
PNP	Precio Nudo de Potencia
Pp	Precio Equivalente Potencia
PPI	Producer Price Index
RCA	Resolución de Calificación Ambiental
S/E	Subestación
SIC	Sistema Interconectado Central
SING	Sistema Interconectado Norte Grande
SSMM	Sistemas Medianos
TCAC	Tasa de Crecimiento Anual Compuesto
Ton	Toneladas
USD	Dólar Observado
VAD	Valor Agregado de Distribución



Anuario Estadístico de Energía 2007-2017

Una publicación de Comisión Nacional de Energía Chile

Unidad de Información y Estadísticas:

Mauricio Utreras S.

Kiumarz Goharriz C.

Gustavo Mora V.

Periodista:

Alejandra Quintanilla T.

Diseño Editorial:

Yankovic.net



**ANUARIO
ESTADÍSTICO
DE ENERGÍA
2017**

MINISTERIO DE ENERGÍA
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
GOBIERNO DE CHILE

WWW.CNE.CL



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

