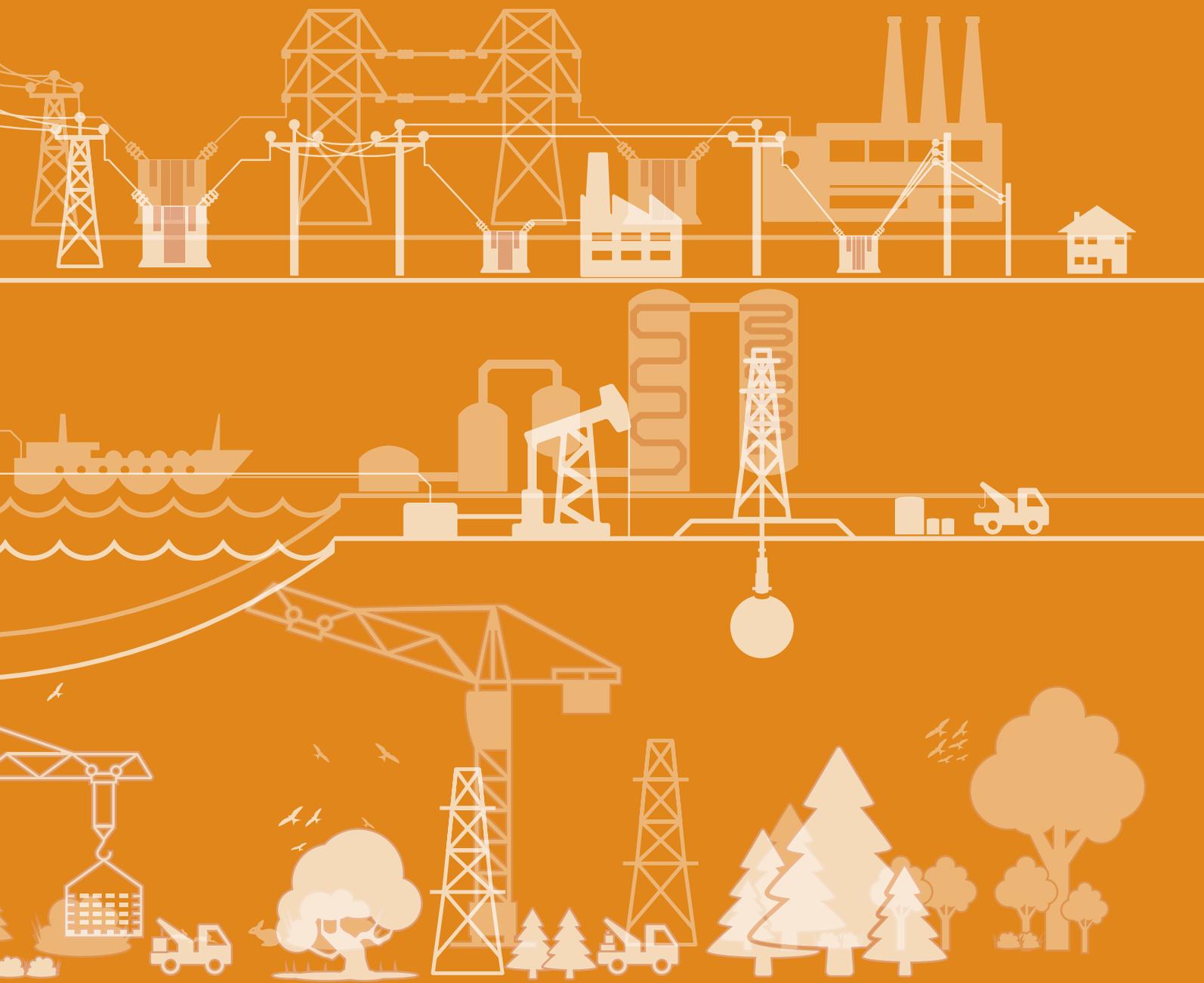
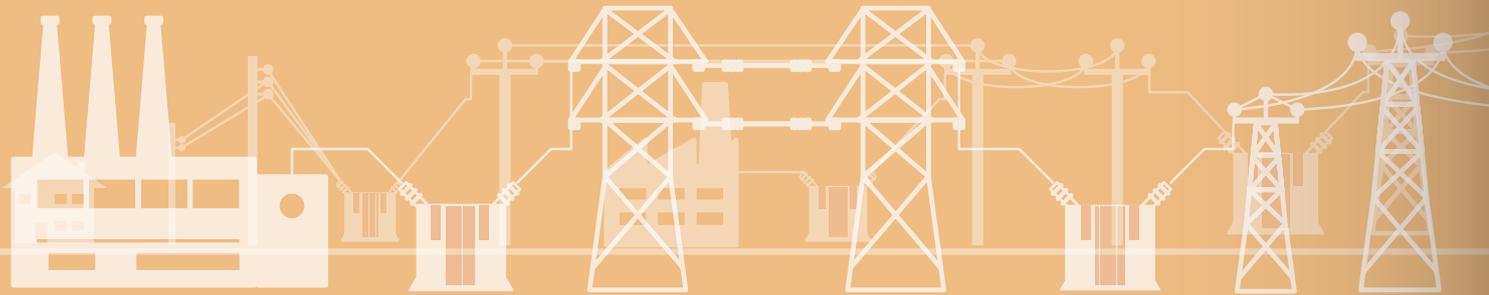


ANUARIO ESTADÍSTICO DE ENERGÍA 2016







ANUARIO ESTADÍSTICO DE ENERGÍA 2016



ÍNDICE

NOTICIAS DESTACADAS 2016	4
PRINCIPALES INDICADORES DEL SECTOR ENERGÉTICO 2016	12
SECTOR ELÉCTRICO	14
01 Proyectos de generación eléctrica en construcción	16
02 Capacidad instalada de generación	20
03 Generación eléctrica bruta	23
04 Demandas anuales	28
05 Hidrología	30
06 Proyectos de transmisión en construcción	37
07 Capacidad instalada de transmisión	41
08 Costos marginales	44
09 Precio nudo de corto plazo	45
10 Precio medio de mercado	47
11 Precios licitaciones	48
12 Precio nudo promedio traspasable a cliente final	51
13 SSMM Precio monómico	53
14 Indexadores del VAD por área típica de distribución (ATD)	58
15 Cuenta tipo por sistema BT1 / AT4.3	64
16 Demanda por clientes regulados	66
SECTOR HIDROCARBUROS	68
01 Precios internacionales de combustibles referencia	70
02 Importaciones y exportaciones de combustibles	74
03 Refinación y comercialización de petróleo	80

04	Terminales de gas natural licuado	82
05	Venta de combustibles	85
06	Inventario de combustibles	86
07	Precios nacionales de combustibles líquidos	88
08	Margen bruto de comercialización de combustibles	93
09	Precios nacionales de gas licuado de petróleo envasado	96
10	Precios nacionales de gas por redes concesionadas	100
PROYECTOS ENERGÉTICOS EN EVALUACIÓN AMBIENTAL		104
01	Proyectos Ingresados a evaluación ambiental	106
02	Proyectos en evaluación ambiental	107
03	Proyectos con RCA aprobada	108
NORMATIVAS SECTORIALES		112
01	Cronología de las principales normativas energéticas nacionales	114
02	Proyectos de ley en trámite	117
03	Normas sectoriales publicadas en el Diario Oficial	118
04	Normas sectoriales no publicadas en el Diario Oficial	122
05	Dictámenes del Panel de Expertos	127
BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA		128
01	Matriz de energía primaria	130
02	Consumo final de energía	132
03	Consumos regionales	135
INDICADORES INTERNACIONALES Y FINANCIEROS		138

NOTICIAS SECTOR ENERGÉTICO 2016



Presidenta Bachelet recibió
Política Energética

ENERO 2016

Presidenta de la República recibe Nueva Política Energética para Chile

En el Palacio de La Moneda, la Presidenta de la República, Michelle Bachelet, recibió el 30 de diciembre por parte del Ministerio de Energía el documento "Energía 2050", resultado de un proceso de planificación participativa, y que se transformó posteriormente en la Política Nacional Energética a largo plazo de nuestro país.

La creación de esta estrategia es una promesa del Programa de Gobierno de la Presidenta Bachelet y parte de la Agenda de Energía, presentada en mayo de 2014, con el fin de construir una visión compartida para el desarrollo futuro del sector, con la validación social y técnica requerida para transformarse en la política de Estado que Chile necesita.

Para su elaboración, se consideró la información obtenida a partir de agosto de 2014 en las mesas de trabajo y talleres que se realizaron a lo largo de todo el país –130 encuentros que contaron con la participación de más de 3.500 personas-; las propuestas emanadas desde el Comité Consultivo de carácter estratégico, liderado por el Ministro de Energía y compuesto por 27 actores clave del sector, cuya misión fue construir una visión compartida para el sector año 2050, que se plasmó en el documento "Hoja de Ruta 2050"; en 30 sesiones plenarias y más de 150 reuniones de los Grupos de Expertos Temáticos, junto a una serie de seminarios y talleres especializados; talleres regionales; y, siguiendo las recomendaciones de la OCDE, una plataforma virtual para convocar a una participación ciudadana.

Entre las principales metas que define esta política para los próximos 35 años están: que el 100% de viviendas de las familias vulnerables tengan un acceso continuo y de calidad a los servicios energéticos; que al menos el 70% de la generación eléctrica nacional provenga de energías renovables; que la totalidad de los proyectos energéticos desarrollados en el país cuente con mecanismos de asociatividad entre la comunidad y las empresas; que Chile se encuentre entre los tres países de la OCDE con menores precios promedio de suministro eléctrico.



FEBRERO 2016

CNE realiza Informe de Rentabilidad de distribuidoras de gas de red año 2014

La Comisión Nacional de Energía elaboró el Informe de Rentabilidad de las empresas concesionarias de distribución de gas de red correspondiente al año 2014, en el marco de las funciones de monitoreo permanente de los mercados energéticos que le confiere la ley, en especial del mercado de distribución de gas de red concesionada.

El resultado del análisis de rentabilidad fue producto de un proceso abierto y participativo, desarrollado durante cinco meses, que contó con la participación de las empresas concesionarias, quienes pudieron hacer observaciones al informe preliminar.

Los resultados de rentabilidad de las empresas de distribución de gas de red concesionadas correspondientes al año 2014 fueron Metrogas 12,2%, Gas Valpo 6,8%, Gas Sur 5,9%, Intergas 6,8% y Lipigas 4,9%.



MARZO 2016

CNE lanza Energía Maps

La Comisión Nacional de Energía, continuando con su labor por reducir asimetrías de información, aumentar la transparencia y fomentar la participación ciudadana mediante soluciones innovadoras, lanzó Energía Maps, portal que permite localizar geográficamente información en formato de datos abiertos del sector energético en Chile.

Energía Maps es el primer portal de Chile que contiene información geográfica y que permite obtener reportes por zona, a través de su herramienta "GeoReporte".

Para acceder, se puede ingresar a través de Energía Abierta, primera plataforma de Latinoamérica con datos abiertos para el sector energético, o directamente a través de Energía Maps.

<http://energiamaps.cne.cl/>



APP Calefacción en Línea

MAYO 2016

Ministerio de Energía lanza la aplicación móvil "Calefacción en línea", creada por CNE

La Comisión Nacional de Energía desarrolló la aplicación móvil "Calefacción en Línea", que contiene información sobre los precios de los combustibles más usados para templar los hogares en invierno: parafina (kerosene), gas licuado de petróleo y leña seca.

Mediante esta aplicación móvil, los usuarios podrán acceder a información georreferenciada por regiones y comunas de estaciones de servicios, proveedores y puntos de venta en el territorio nacional, con sus respectivos precios de venta de los combustibles que expendan al público y más información relevante.



Presidenta Bachelet firmó Ley de Equidad Tarifaria

JUNIO 2016

Presidenta de la República promulga ley que reduce diferencias de precios en las cuentas de luz residenciales de todo el país

La Presidenta de la República, Michelle Bachelet, promulgó el 15 de junio la Ley N° 20.928, que establece Mecanismos de Equidad en las Tarifas de Servicios Eléctricos.

Con la promulgación de esta normativa, se modifica el componente de distribución de las tarifas residenciales, lográndose que la diferencia más alta no sea superior al 10%.

En total, 2,7 millones de clientes (10.800.000 personas) verán disminuida la cuenta en promedio por comuna de 14% (\$4.278). Se trata de rebajas significativas. Las disminuciones más altas estarían en torno a un 46% de la cuenta tipo respectiva (\$15.000), como es en el caso de Alto Biobío.

Asimismo, la ley reconoce el aporte realizado por las 63 comunas que más contribuyen a la generación de energía, principalmente al acoger en su territorio los proyectos generadores. Para todas ellas se aplicará un factor para reducir el precio de sus cuentas de luz.

Para consultas, el Ministerio de Energía, la CNE y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles habilitaron la página web www.equidadtarifaria.cl



En La Moneda, Presidenta de la República firmó Ley de Transmisión Eléctrica

JULIO 2016

Presidenta de la República promulgó la nueva ley que establece un nuevo sistema de Transmisión Eléctrica y crea un Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional

En el Palacio de La Moneda, la Presidenta de la República, Michelle Bachelet, promulgó en julio la ley que establece un nuevo sistema de Transmisión Eléctrica y crea un organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional (N° 20.936).

De esta manera, el Gobierno cumple con uno de los compromisos asumidos en la Agenda de Energía para contar con un nuevo marco regulatorio para el transporte de energía.

Tras un profuso trabajo pre-legislativo, que involucró la participación de expertos del Poder Ejecutivo, del sector eléctrico, actores sociales y de organizaciones ambientales, en agosto de 2015 el Gobierno ingresó el "Proyecto de Transmisión" al Congreso Nacional, transformándose en uno de los más importantes hitos de la Agenda de Energía.

El objetivo central de la ley es lograr que la transmisión favorezca el desarrollo de un mercado competitivo, que contribuya a disminuir los precios de la energía para los hogares y las empresas, posibilitando más competencia y la incorporación de nuevos actores.

Esta nueva iniciativa legal, además, incorpora un nuevo proceso quinquenal de planificación energética de largo plazo, a cargo del Ministerio de Energía, para un horizonte de 30 años, y asegura una participación activa de las comunidades en el diseño de la transmisión.

A esto se suma que durante el año 2016, el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía iniciaron un proceso de elaboración participativo de los reglamentos para la ejecución de la normativa.



Acto de adjudicación de la Licitación en la Estación Mapocho

AGOSTO 2016

Exitosa licitación de suministro para clientes regulados permitirá bajar la cuenta de luz a hogares y pymes a partir del año 2021

El Gobierno realizó el 17 de agosto el Acto Público de Adjudicación de la Licitación de Suministro Eléctrico 2015/01, que ofreció 12.430 GWh/año de energía y que abastecerá las necesidades de electricidad de los clientes regulados de los Sistemas Interconectados SIC y SING por 20 años a partir del año 2021.

En esta licitación –en la que participaron 84 empresas oferentes– se adjudicó a un precio medio de 47,6 USD/MWh, incorporándose nuevos actores al mercado eléctrico, de los cuales la mayoría proviene de ERNC con tecnologías eólicas y solares.

Esta Licitación de Suministro 2015/01 fue seleccionada como uno de los proyectos de infraestructura más importantes de América Latina (Strategic 100) para el año 2016, según la organización GC/LA Infraestructure, debido a las oportunidades de negocios, crecimiento y competitividad que ofrece en los próximos años.



Alto interés en participar en Seminario Internacional de Distribución Eléctrica

SEPTIEMBRE 2016

Gobierno inicia proceso participativo para definir el futuro del segmento de distribución de energía en Chile

El 29 de septiembre, el Ministerio de Energía, la Comisión Nacional de Energía y la Asociación Gremial de Empresas Eléctricas dieron inicio a la discusión pública que permitirá establecer un diagnóstico compartido sobre la nueva regulación del segmento de distribución eléctrica.

Para ello, se realizó el seminario internacional "El Futuro de la Distribución de Energía Eléctrica", que contó con la exposición del CEO del Grupo ENEL, Francesco Starace; el Director General de Negocios Regulados de Gas Natural Fenosa, Antoni Peris; el Presidente del Consejo Nacional de Desarrollo Urbano de Chile, Luis Eduardo Bresciani, y del profesor emérito de la Escuela de Ingeniería de la Pontificia Universidad Católica de Chile, Hugh Rudnick.

Asimismo, se constituyeron cuatro grupos de trabajo, bajo los temas: Desarrollo de la red de distribución, Financiamiento de la red del futuro y su tarificación, Modelos de negocio de la distribución y Servicios de la red del futuro.

El objetivo final de esta labor es posibilitar la elaboración de un anteproyecto de ley de distribución eléctrica para fines de 2017.



Mesa de Trabajo para regulación de GNL

CNE publica Norma Técnica para la planificación de la operación de unidades que utilicen GNL

La Comisión Nacional de Energía publicó la Norma Técnica para la planificación y coordinación de la operación de las unidades de generación que utilizan como combustible gas natural, proveniente de importación y regasificación de insumo GNL.

El desarrollo de la Norma Técnica se enmarca en lo establecido en la Agenda de Energía, respecto al análisis de un instrumento regulatorio que permita al Coordinador Eléctrico Nacional contar con las herramientas necesarias para la determinación del costo variable efectivo a partir de los contratos de suministro de este insumo. Lo anterior, para efectos de la programación de la operación del parque eléctrico.

Fuente: Unidad de Comunicaciones, CNE



Autoridades de Energía presentaron al Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional

OCTUBRE 2016

Se constituyó el Consejo Directivo del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional

Cumpliendo con lo estipulado en la Ley N°20.936, que establece un nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica, el 11 de octubre se constituyó el Consejo Directivo del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional.

Esto, luego de que el Comité Especial de Nominaciones realizara un proceso de concurso público y, por acuerdo unánime, seleccionara como miembros del Consejo Directivo del Coordinador a Germán Henríquez, como presidente, y a Andrés Alonso, Pilar Bravo, Claudio Espinoza y Jaime Peralta, como consejeros.

Posteriormente, los Consejeros del Coordinador, mediante concurso público, procedieron a designar a Daniel Salazar como Director Ejecutivo de la nueva institucionalidad.

El Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional iniciará sus funciones a partir del 1 de enero de 2017.



Transformador para el Barrio Cívico, instalado en 1930

NOVIEMBRE 2016

CNE informa Valores Agregados de Distribución periodo 2016-2020

La Comisión Nacional de Energía (CNE) envió en noviembre al Ministerio de Energía el Informe Técnico que fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados, efectuados por las empresas concesionarias de distribución, vigentes para el período noviembre de 2016 a noviembre de 2020.

El decreto respectivo se encuentra en la Contraloría General de la República a la espera de la toma de razón, tras lo cual el Ministerio de Energía deberá publicarlo en el Diario Oficial.

Durante el proceso, las 44 empresas concesionarias son agrupadas por costos de distribución similares, constituyendo un conjunto representativo de áreas de distribución típicas (ADT).

En cada ADT se obtiene el costo medio de distribuir la electricidad a partir del cálculo de los siguientes componentes de la empresa modelo: a) Costo fijo por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independientes del consumo; b) Pérdidas medias de distribución en potencia y energía, y c) Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución. Dichos componentes son calculados a través de estudios encargados tanto por las empresas concesionarias como por la CNE, en los que se recogen las singularidades de las empresas modelos, tanto en economías de escala como en su particularidad geográfica.

Los valores a considerar en las nuevas fórmulas tarifarias son los resultantes de ponderar por un tercio los valores obtenidos del estudio de las empresas concesionarias y por dos tercios los valores obtenidos del estudio de la CNE.



Ministros de Hacienda y de Energía junto a representante del BID

DICIEMBRE 2016

BID otorga crédito por USD100 millones para desarrollar la Política del sector Energía en Chile

El Banco Interamericano de Desarrollo (BID) entregó un crédito por 100 millones de dólares para desarrollar la Política del sector Energía en Chile. Bajo la modalidad de Préstamo en Apoyo de Reformas de Política (PBL), que tiene como sustento el proceso de cambios estructurales y avances en materia de política pública del sector de energía de Chile. A este préstamo se suma una cooperación técnica no reembolsable por parte del BID de USD 1 millón para acompañar el proceso de implementación de nuevas normativas en el sector.



Parlamento despachó proyecto de Ley de Gas

Congreso Nacional aprueba y despacha proyecto que modifica la Ley de Servicios de Gas

Con un amplio respaldo, la Sala de la Cámara de Diputados aprobó y despachó el 21 de diciembre el proyecto que modifica la Ley de Servicios de Gas.

El proyecto de ley que modifica la Ley de Servicios de Gas ingresó en enero de 2015 al Congreso Nacional, y 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 CNE, a través del proceso de chequeo anual de rentabilidad.

La regulación que actualmente rige los servicios de gas data del año 1931 y la última modificación relevante se produjo en el año 1989, ante la inminente llegada del gas natural, marco regulatorio que presenta una serie de vacíos.

PRINCIPALES INDICADORES DEL SECTOR ENERGÉTICO EN 2016

PROYECTOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN CONSTRUCCIÓN



6.380 MW

CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN



22.045 MW

GENERACIÓN ELÉCTRICA BRUTA



73.877 GWh

COSTOS MARGINALES



SIC 59,6 USD/MWh



SING 61,8 USD/MWh

PRECIO MEDIO DE MERCADO NOMINAL



SIC 62,3 \$/kWh



SING 53,9 \$/kWh

PRECIO NOMINAL FINAL OFERTADO EN LICITACIONES



47,6 USD/MWh

PRECIOS WTI



43,2 USD/bbl

PRECIO BRENT



43,7 USD/bbl

PRECIO HENRY HUB



2,20 USD/MMBtu

PRECIO CARBÓN



81,6 USD/Ton

PROMEDIO PRECIO NACIONAL
DE GASOLINA 93 SP



685 \$ / LITRO

PROMEDIO PRECIO NACIONAL
DE PETRÓLEO DIÉSEL



444 \$ / LITRO

PROMEDIO PRECIO
NACIONAL DE GLP 15 kg



CATALÍTICO
15.420 \$/unidad
CORRIENTE
15.055 \$/unidad

PROYECTOS DE GENERACIÓN
CON RCA APROBADA



11.713 MMUSD

POTENCIA DE PROYECTOS DE
GENERACIÓN CON RCA APROBADA



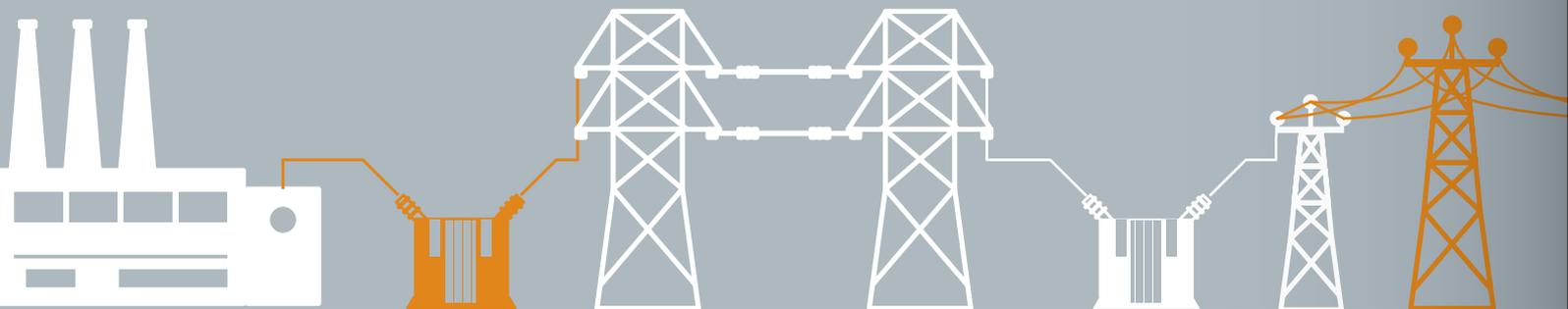
5.986 MW

PROYECTOS DE LEY
TRAMITADOS



3 proyectos

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.

En Chile existen 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. Las empresas generadoras deben coordinar la operación de sus centrales a través de los Centros de Despacho Económico de Carga respectivos (CDEC-SIC y CDEC-SING). La función principal de los CDEC 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 a 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 declarados en construcción mediante su incorporación en la resolución exenta que la Comisión dicte para tales efectos.

De acuerdo a las resoluciones exentas publicadas por la CNE "Actualiza y comunica obras en construcción" se pudo contabilizar, al 31 de diciembre de 2016, un total de 89 proyectos en construcción que en conjunto alcanzan una capacidad instalada de generación eléctrica de 6.380 MW.

INGRESO ESPERADO DE OPERACIÓN DE PROYECTOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN CONSTRUCCIÓN ENTRE 2006 Y 2016 EN MW



Fuente: CNE

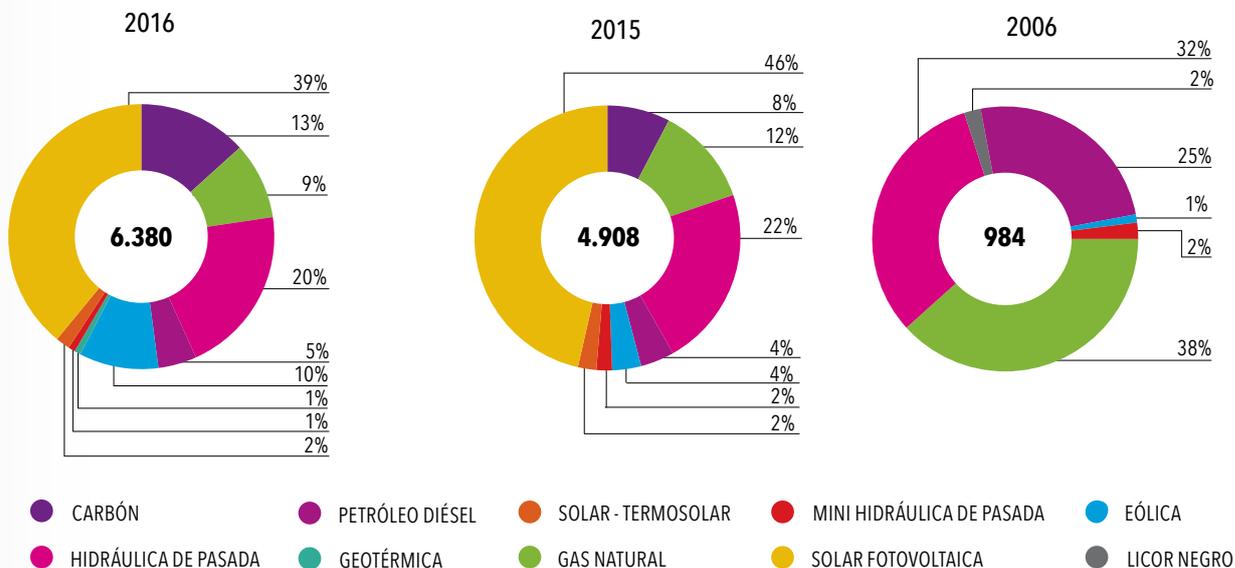
VARIACIÓN DEL INGRESO ESPERADO DE OPERACIÓN DE PROYECTOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN CONSTRUCCIÓN ENTRE 2006 Y 2016 EN MW

2016



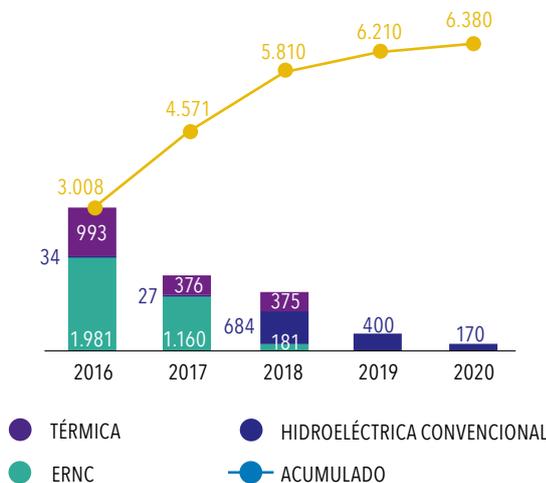
*El incremento fue de 5.480% para ese periodo, lo que equivale a un aumento de 6,5 veces el valor original.

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 2016

SISTEMA	PROYECTO	PROPIETARIO	TIPO DE TECNOLOGÍA	CLASIFICACIÓN	POTENCIA NETA MW	AÑO ENTRADA	MES ENTRADA	REGIÓN
SIC	CTM-3*	ENGIE	PETRÓLEO DIÉSEL	CONVENCIONAL	251	2017	6	II REGIÓN
SIC	CONEJO I	PATTERN ENERGY GROUP	SOLAR FOTOVOLTAICA	ERNC	105	2016	5	II REGIÓN
SIC	ABASOL	ABANTIA	SOLAR FOTOVOLTAICA	ERNC	62	2016	9	III REGIÓN
SIC	EL ROMERO	ACCIONA	SOLAR FOTOVOLTAICA	ERNC	196	2016	10	III REGIÓN
SIC	MALGARIDA	ACCIONA	SOLAR FOTOVOLTAICA	ERNC	28	2017	4	III REGIÓN
SIC	VALLE SOLAR	ALPÍN SUN	SOLAR FOTOVOLTAICA	ERNC	74	2018	8	III REGIÓN
SIC	PELÍCANO	AUSTRIAN SOLAR	SOLAR FOTOVOLTAICA	ERNC	100	2016	7	III REGIÓN
SIC	DIVISADERO	AVENIR SOLAR CHILE	SOLAR FOTOVOLTAICA	ERNC	65	2017	8	III REGIÓN
SIC	CARRERA PINTO II	ENEL GREEN POWER	SOLAR FOTOVOLTAICA	ERNC	77	2016	6	III REGIÓN
SIC	GUANACO SOLAR	GESTAMP	SOLAR FOTOVOLTAICA	ERNC	50	2018	1	III REGIÓN
SIC	PAMPA SOLAR	HELIO ATACAMA NUEVE	SOLAR FOTOVOLTAICA	ERNC	69	2016	4	III REGIÓN
SIC	CABO LEONES I	IBERÓLICA	EÓLICA	ERNC	116	2017	4	III REGIÓN
SIC	SOLAR CARDONES	IC POWER	SOLAR FOTOVOLTAICA	ERNC	0	2016	2	III REGIÓN
SIC	SAN JUAN I	LATIN AMERICAN POWER	EÓLICA	ERNC	33	2016	9	III REGIÓN
SIC	SAN JUAN II	LATIN AMERICAN POWER	EÓLICA	ERNC	30	2016	10	III REGIÓN
SIC	SAN JUAN III	LATIN AMERICAN POWER	EÓLICA	ERNC	30	2016	11	III REGIÓN
SIC	SAN JUAN IV	LATIN AMERICAN POWER	EÓLICA	ERNC	33	2016	12	III REGIÓN
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	LOS LOROS	SOLAIRE DIRECT	SOLAR FOTOVOLTAICA	ERNC	50	2016	7	III REGIÓN
SIC	CHAKA I	SOLAR DESIERTO I	SOLAR FOTOVOLTAICA	ERNC	27	2016	10	III REGIÓN
SIC	CHAKA II	SOLAR DESIERTO I	SOLAR FOTOVOLTAICA	ERNC	23	2016	10	III REGIÓN
SIC	EL PELÍCANO	SUNPOWER	SOLAR FOTOVOLTAICA	ERNC	100	2017	4	III REGIÓN
SIC	VALLELAND	VALLELAND SPA	SOLAR FOTOVOLTAICA	ERNC	67	2017	1	III REGIÓN
SIC	LA SILLA	PARQUE EÓLICO RENAICO	SOLAR FOTOVOLTAICA	ERNC	2	2016	4	IV REGIÓN
SIC	LA CHAPEANA	RENOVALIA	SOLAR FOTOVOLTAICA	ERNC	3	2016	2	IV REGIÓN
SIC	LAS MOLLACAS	RENOVALIA	SOLAR FOTOVOLTAICA	ERNC	3	2016	2	IV REGIÓN
SIC	CHUCHIÑÍ	SPV P4	SOLAR FOTOVOLTAICA	ERNC	3	2016	7	IV REGIÓN
SIC	LAS NIEVES	ANDES POWER	MINI HIDRÁULICA DE PASADA	ERNC	7	2018	2	IX REGIÓN
SIC	CARILAFQUÉN	LATIN AMERICAN POWER	MINI HIDRÁULICA DE PASADA	ERNC	20	2016	2	IX REGIÓN
SIC	MALALCAHUELLO	LATIN AMERICAN POWER	MINI HIDRÁULICA DE PASADA	ERNC	9	2016	2	IX REGIÓN
SIC	ALFALFAL II	AES GENER	HIDRÁULICA DE PASADA	CONVENCIONAL	264	2019	5	RM
SIC	ALTO MAIPO - LAS LAJAS	AES GENER	HIDRÁULICA DE PASADA	CONVENCIONAL	267	2018	12	RM
SIC	LAS LAJAS	AES GENER	HIDRÁULICA DE PASADA	CONVENCIONAL	267	2018	12	RM
SIC	SANTIAGO SOLAR	SANTIAGO SOLAR	SOLAR FOTOVOLTAICA	ERNC	98	2017	10	RM
SIC	QUILAPILÚN	SUNEDISON	SOLAR FOTOVOLTAICA	ERNC	103	2016	8	RM
SIC	EL BOCO	BOCO SOLAR	SOLAR FOTOVOLTAICA	ERNC	3	2017	1	V REGIÓN
SIC	COGENERADORA ACONCAGUA	ENAP REFINERÍA S.A.	GAS NATURAL	CONVENCIONAL	77	2017	12	V REGIÓN
SIC	DOÑA CARMEN	ENERGÍA CERRO EL MORADO	SOLAR FOTOVOLTAICA	ERNC	40	2017	4	V REGIÓN
SIC	DOÑA CARMEN	IMELSA	PETRÓLEO DIÉSEL	CONVENCIONAL	48	2017	5	V REGIÓN
SIC	SANTA JULIA	SPV P4	SOLAR FOTOVOLTAICA	ERNC	3	2016	5	V REGIÓN
SIC	PFV OLMUÉ	SUNEDISON	SOLAR FOTOVOLTAICA	ERNC	144	2016	4	V REGIÓN
SIC	LA MINA	COLBÚN	HIDRÁULICA DE PASADA	CONVENCIONAL	34	2016	12	VII REGIÓN
SIC	LOS CÓNDORES	ENDESA	HIDRÁULICA DE PASADA	CONVENCIONAL	150	2018	12	VII REGIÓN
SIC	ANCOA	GPE	HIDRÁULICA DE PASADA	CONVENCIONAL	27	2017	7	VII REGIÓN
SIC	RÍO COLORADO	GPE - RÍO COLORADO	MINI HIDRÁULICA DE PASADA	ERNC	15	2017	1	VII REGIÓN
SIC	LA MONTAÑA I	VHC	MINI HIDRÁULICA DE PASADA	ERNC	3	2016	8	VII REGIÓN
SIC	ÑUBLE	ELÉCTRICA PUNTILLA	HIDRÁULICA DE PASADA	CONVENCIONAL	136	2019	4	VIII REGIÓN
SIC	LOS BUENOS AIRES	ENEL GREEN POWER	EÓLICA	ERNC	24	2016	4	VIII REGIÓN
SIC	RENAICO	ENEL GREEN POWER	EÓLICA	ERNC	88	2016	4	VIII REGIÓN
SIC	EÓLICO LA ESPERANZA	EÓLICA LA ESPERANZA	EÓLICA	ERNC	11	2016	4	VIII REGIÓN
SIC	EÓLICO LAS PEÑAS	EÓLICO LAS PEÑAS	EÓLICA	ERNC	8	2016	5	VIII REGIÓN

SISTEMA	PROYECTO	PROPIETARIO	TIPO DE TECNOLOGÍA	CLASIFICACIÓN	POTENCIA NETA MW	AÑO ENTRADA	MES ENTRADA	REGIÓN
SIC	LAS PEÑAS	EÓLICO LAS PEÑAS	EÓLICA	ERNC	8	2016	6	VIII REGIÓN
SIC	HBS GNL	HBS GNL S.A.	GAS NATURAL	CONVENCIONAL	4	2016	9	VIII REGIÓN
SIC	SAN PEDRO II	TRANSANTARTIC ENERGÍA	EÓLICA	ERNC	65	2016	8	X REGIÓN
SIC	SAN PEDRO	COLBÚN	HIDRÁULICA DE PASADA	CONVENCIONAL	170	2020	10	XIV REGIÓN
SIC	PANGUIPULLI	IMELSA	MINI HIDRÁULICA DE PASADA	ERNC	0	2016	2	XIV REGIÓN
SING	HUATACONDO	AUSTRIAN SOLAR	SOLAR FOTOVOLTAICA	ERNC	98	2017	9	I REGIÓN
SING	CERRO DOMINADOR	ABENGOA	SOLAR - TERMOSOLAR	ERNC	110	2017	6	II REGIÓN
SING	PV CERRO DOMINADOR	ABENGOA	SOLAR FOTOVOLTAICA	ERNC	100	2017	4	II REGIÓN
SING	USYA	ACCIONA	SOLAR FOTOVOLTAICA	ERNC	25	2017	10	II REGIÓN
SING	ANDES SOLAR	AES GENER	SOLAR FOTOVOLTAICA	ERNC	21	2016	1	II REGIÓN
SING	COCHRANE U1	AES GENER	CARBÓN	CONVENCIONAL	236	2016	1	II REGIÓN
SING	COCHRANE U2	AES GENER	CARBÓN	CONVENCIONAL	236	2016	5	II REGIÓN
SING	KELAR	BHP BILLITON	GAS NATURAL	CONVENCIONAL	517	2016	7	II REGIÓN
SING	BLUE SKY 1	CRUCERO ESTE	SOLAR FOTOVOLTAICA	ERNC	52	2016	12	II REGIÓN
SING	BLUE SKY 2	CRUCERO ESTE	SOLAR FOTOVOLTAICA	ERNC	34	2016	12	II REGIÓN
SING	INFRAESTRUCTURA ENERGÉTICA MEJILLONES	E-CL	CARBÓN	CONVENCIONAL	0	2017	9	II REGIÓN
SING	CERRO PABELLÓN	ENEL GREEN POWER	GEOTÉRMICA	ERNC	48	2016	12	II REGIÓN
SING	FINIS TERRAE I	ENEL GREEN POWER	SOLAR FOTOVOLTAICA	ERNC	69	2016	2	II REGIÓN
SING	FINIS TERRAE II	ENEL GREEN POWER	SOLAR FOTOVOLTAICA	ERNC	69	2016	7	II REGIÓN
SING	SIERRA GORDA	ENEL GREEN POWER	EÓLICA	ERNC	112	2016	11	II REGIÓN
SING	IEM	ENGIE	CARBÓN	CONVENCIONAL	375	2018	2	II REGIÓN
SING	URIBE SOLAR	FOTOVOLTAICA NORTE GRANDE 5 SPA	SOLAR FOTOVOLTAICA	ERNC	50	2016	11	II REGIÓN
SING	BOLERO I	HELIO ATACAMA	SOLAR FOTOVOLTAICA	ERNC	42	2016	8	II REGIÓN
SING	BOLERO I	HELIO ATACAMA	SOLAR FOTOVOLTAICA	ERNC	84	2016	12	II REGIÓN
SING	BOLERO II	HELIO ATACAMA	SOLAR FOTOVOLTAICA	ERNC	42	2017	1	II REGIÓN
SING	BOLERO III	HELIO ATACAMA	SOLAR FOTOVOLTAICA	ERNC	20	2017	2	II REGIÓN
SING	BOLERO IV	HELIO ATACAMA	SOLAR FOTOVOLTAICA	ERNC	41	2016	10	II REGIÓN
SING	QUILLAGUA I	QUILLAGUA	SOLAR FOTOVOLTAICA	ERNC	23	2017	3	II REGIÓN
SING	QUILLAGUA II	QUILLAGUA	SOLAR FOTOVOLTAICA	ERNC	27	2017	10	II REGIÓN
SING	QUILLAGUA III	QUILLAGUA	SOLAR FOTOVOLTAICA	ERNC	50	2018	6	II REGIÓN
SING	JAMA ETAPA II	RIJN CAPITAL	SOLAR FOTOVOLTAICA	ERNC	23	2016	1	II REGIÓN
SING	LASCAR I	RIJN CAPITAL	SOLAR FOTOVOLTAICA	ERNC	30	2017	6	II REGIÓN
SING	LASCAR II	RIJN CAPITAL	SOLAR FOTOVOLTAICA	ERNC	35	2017	6	II REGIÓN
SING	PARUMA	RIJN CAPITAL	SOLAR FOTOVOLTAICA	ERNC	21	2017	6	II REGIÓN
SING	PULAR	RIJN CAPITAL	SOLAR FOTOVOLTAICA	ERNC	29	2017	6	II REGIÓN
SING	CALAMA SOLAR 1	SOLARPACK	SOLAR FOTOVOLTAICA	ERNC	9	2017	2	II REGIÓN
SING	PAMPA CAMARONES I	E-CL	SOLAR FOTOVOLTAICA	ERNC	6	2016	5	XV REGIÓN

(*) La central CTM-3, ya construida, dejará de inyectar en el SING para inyectar en el SIC a partir de la fecha señalada en la tabla

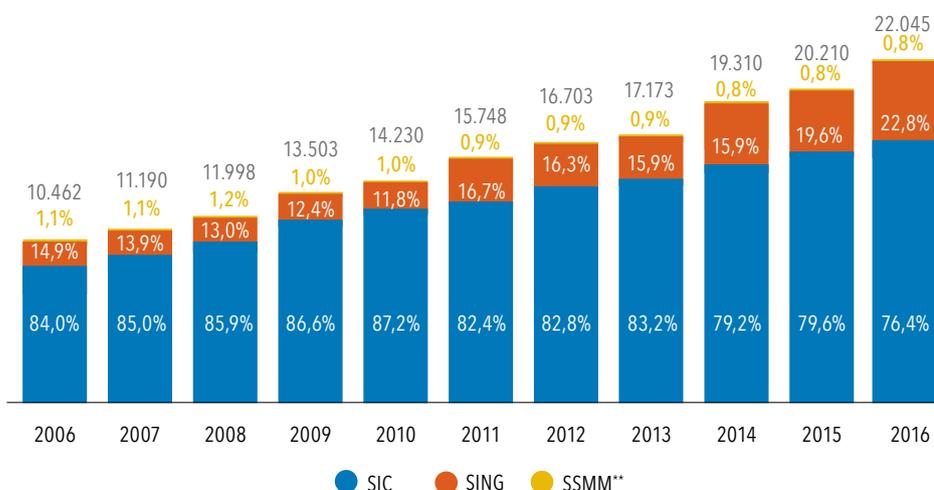
Fuente: CNE

02. CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN

La capacidad instalada de generación eléctrica neta al año 2016 asciende a 22.045 MW. De estos, 16.837 MW (76,4%) corresponden al SIC y 5.032 MW (22,8%) al SING*. El restante 0,8% se reparte entre los Sistemas Eléctricos Medianos (SSMM**), respectivamente. El total de capacidad instalada al 2016 se categoriza en un 58% de termoelectricidad, 28% de hidroelectricidad convencional y 14% de ERNC.

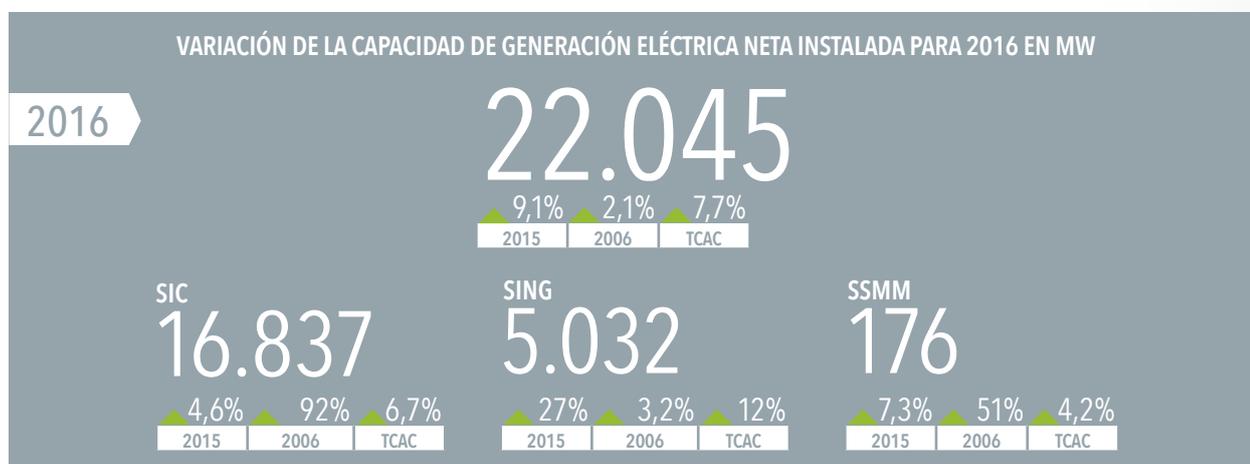
Además de la capacidad de generación eléctrica neta instalada a diciembre de 2016, se registran 36 centrales de generación en prueba que en total alcanzan 911 MW, de los cuales el 96% son ERNC.

EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN ELÉCTRICA NETA INSTALADA POR SISTEMA ENTRE LOS AÑOS 2006 Y 2016 EN MW



Fuente: CDEC SIC, CDEC SING, CNE

VARIACIÓN DE LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN ELÉCTRICA NETA INSTALADA PARA 2016 EN MW

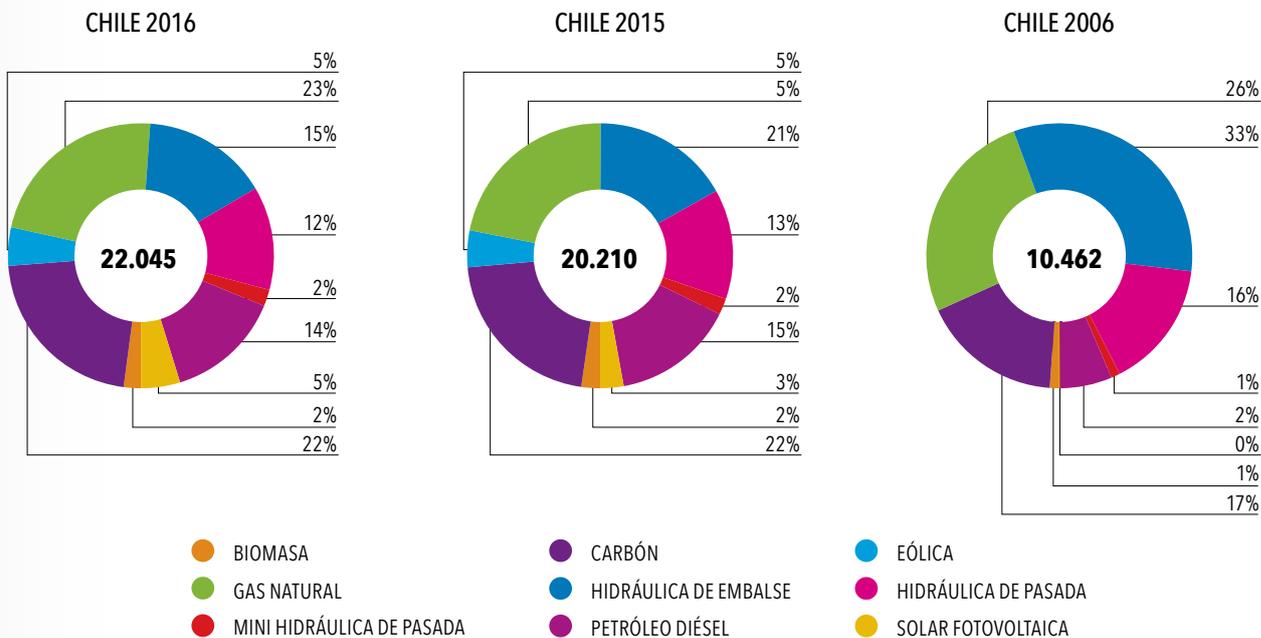


* La capacidad instalada del SING no considera en este total a la central de gas natural de 380 MW ubicada en Salta (Argentina), interconectada a este sistema.

** El total en SSMM considera la capacidad instalada de los Sistemas Medianos (SSMM) de Los Lagos (6 MW) y de Isla de Pascua (4,3 MW).

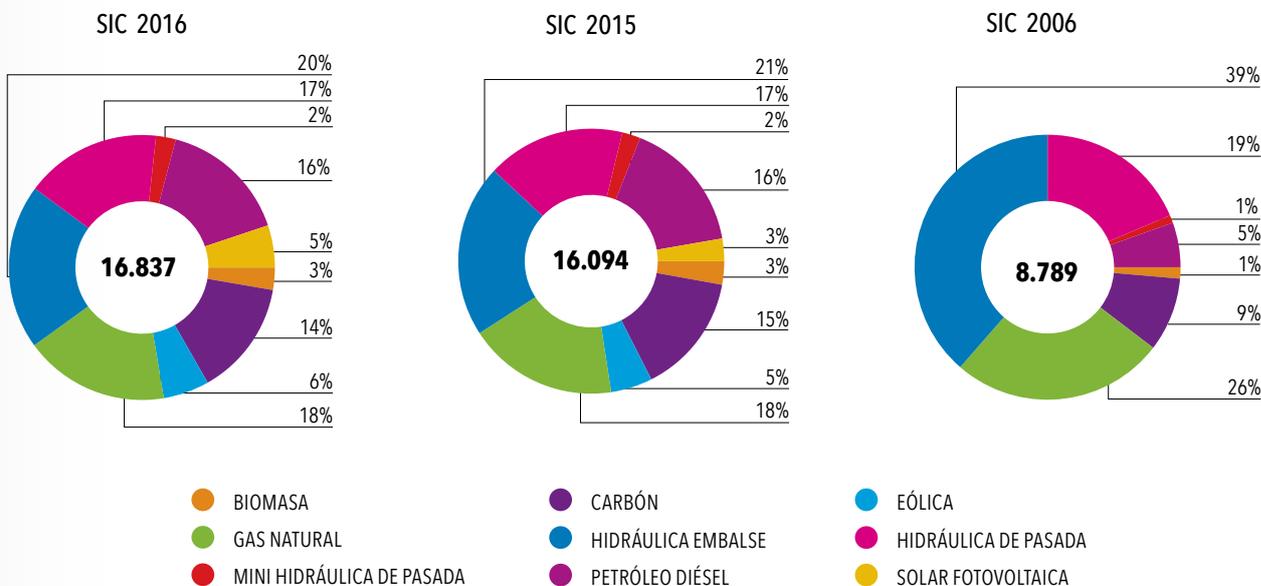
Nota: Las diferencias numéricas, al respecto de la versión 2015, se deben a la fecha de ingreso informada por el CDEC (desagregada ahora por unidad) y a la salida y entrada de nuevas unidades.

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



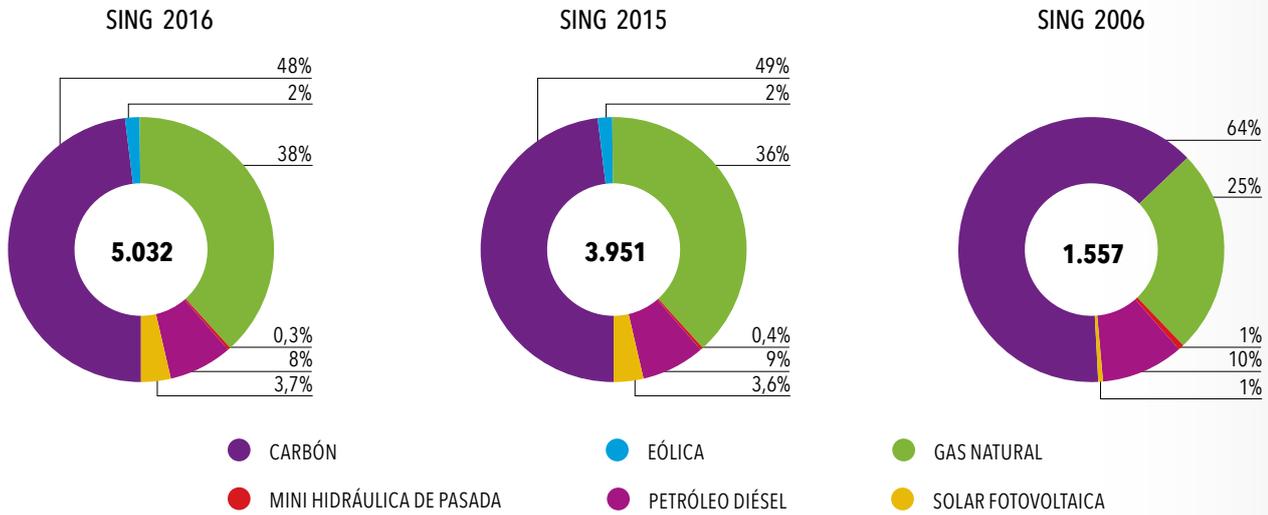
Fuente: CDEC SIC, CDEC SING, CNE

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

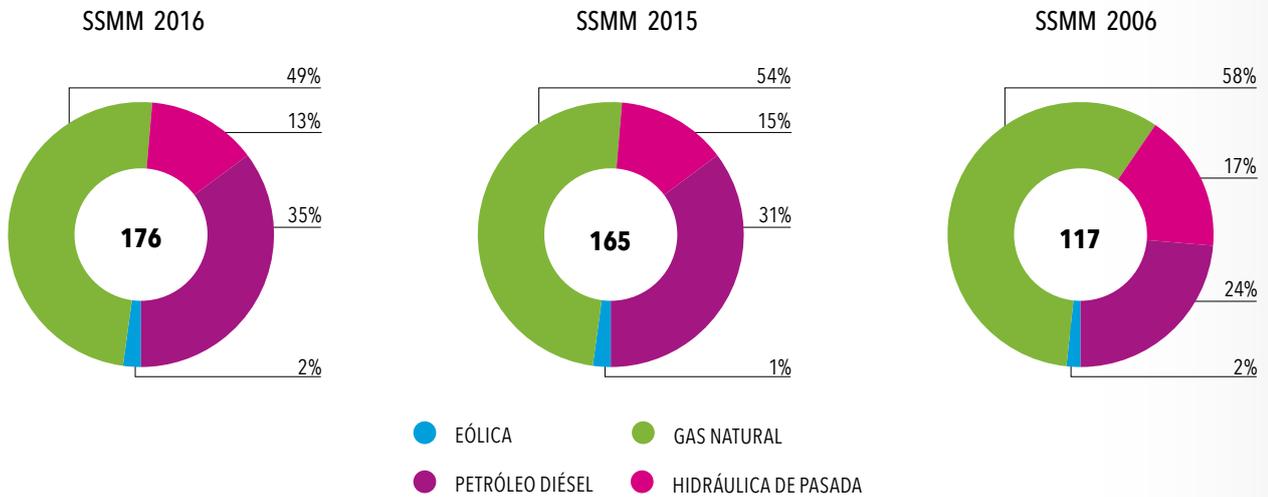


Fuente: CDEC SIC

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

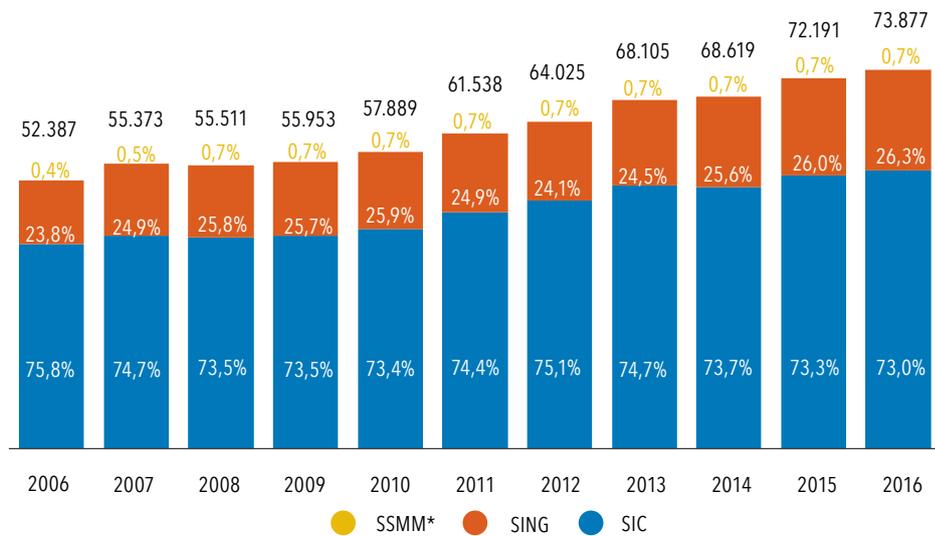


03. GENERACIÓN ELÉCTRICA BRUTA

La generación eléctrica bruta durante el año 2016 en el SIC alcanzó un total de 53.905 GWh (que es el 73,0% del total generado) y se compone de un 52,3% termoelectricidad, 32,9% hidráulica convencional y un 14,8% ERNC. Por su parte, en el SING se generaron 19.466 GWh (26,3% del total) categorizados en un 93,9% termoelectricidad y un 6,1% ERNC. Los sistemas en conjunto, excluyendo Isla de Pascua, alcanzaron un total de 73.877 GWh, lo que representó un aumento del 2,3% respecto al año 2015, con una tasa de crecimiento anual compuesta de 3,5% durante los últimos 10 años. Si observamos la composición por categoría, distinguimos 63,4% termoeléctrica, 24,0% hidráulica convencional y 12,6% ERNC.

Los ajustes y diferencias al respecto de la información procesada el período anterior, se deben principalmente a correcciones realizadas sobre la información histórica de los Sistemas Medianos (que representa el 0,7% del total) y de la clasificación de centrales en los sistemas SIC y SING.

EVOLUCIÓN DE GENERACIÓN ELÉCTRICA BRUTA POR SISTEMA ENTRE 2006-2016 EN GWh



Fuente: CDEC SIC, CDEC SING, CNE

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

2016

73.877

2,3% 41% 3,5%
2015 2006 TCAC

SIC
53.905

1,9% 36% 3,1%
2015 2006 TCAC

SING
19.466

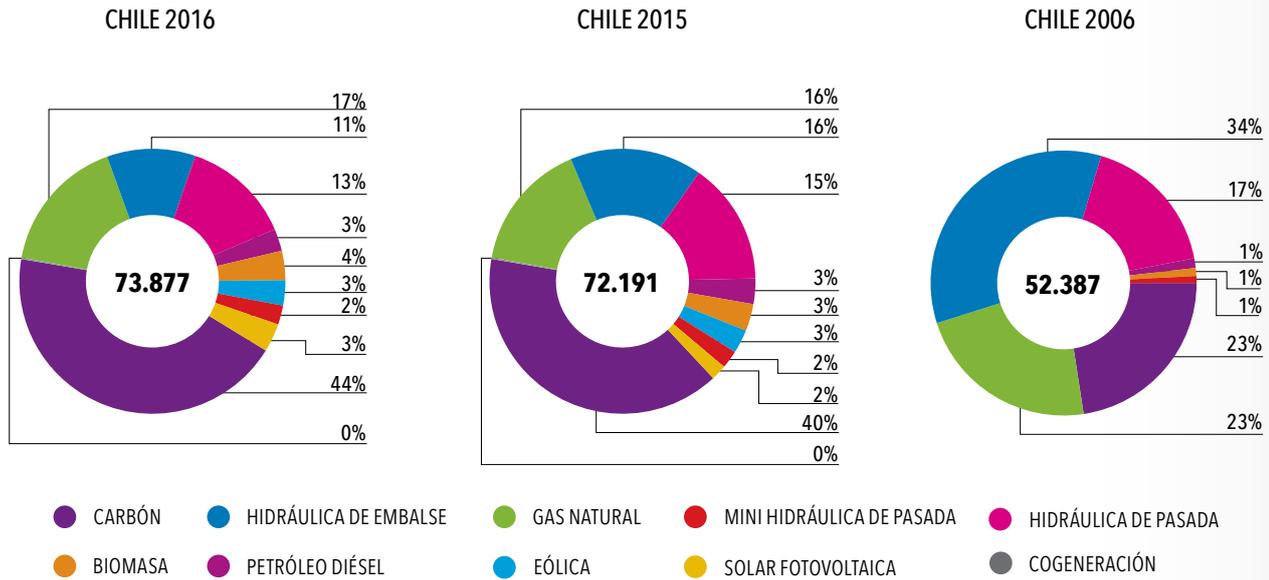
3,5% 56% 4,6%
2015 2006 TCAC

SSMM
506

4,0% x2,2 8,2%
2015 2006 TCAC

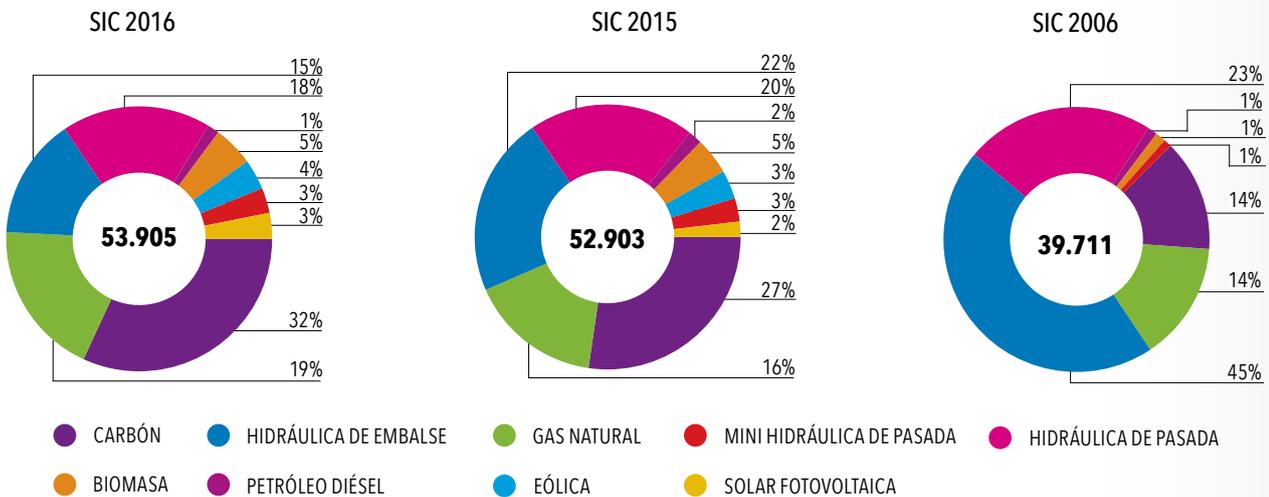
*En este caso, SSMM no incluye la generación bruta de energía en Isla de Pascua

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



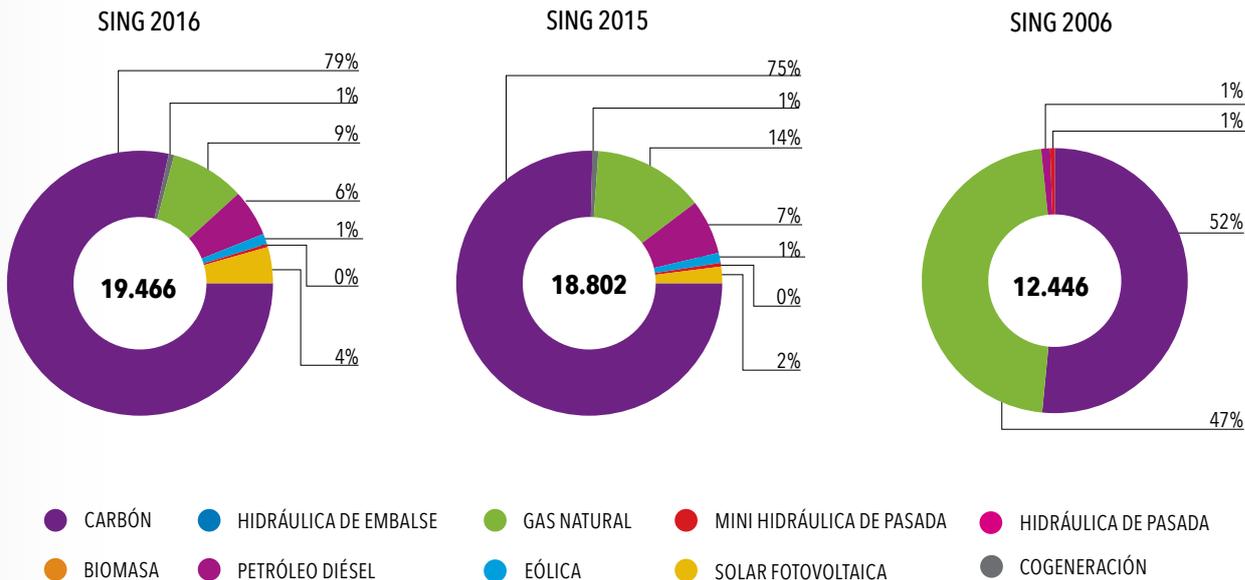
Fuente: Elaboración propia, a partir de información proporcionada por CDEC SIC, CDEC SING, EDELAYSÉN, EDELMAG, SAGESA

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



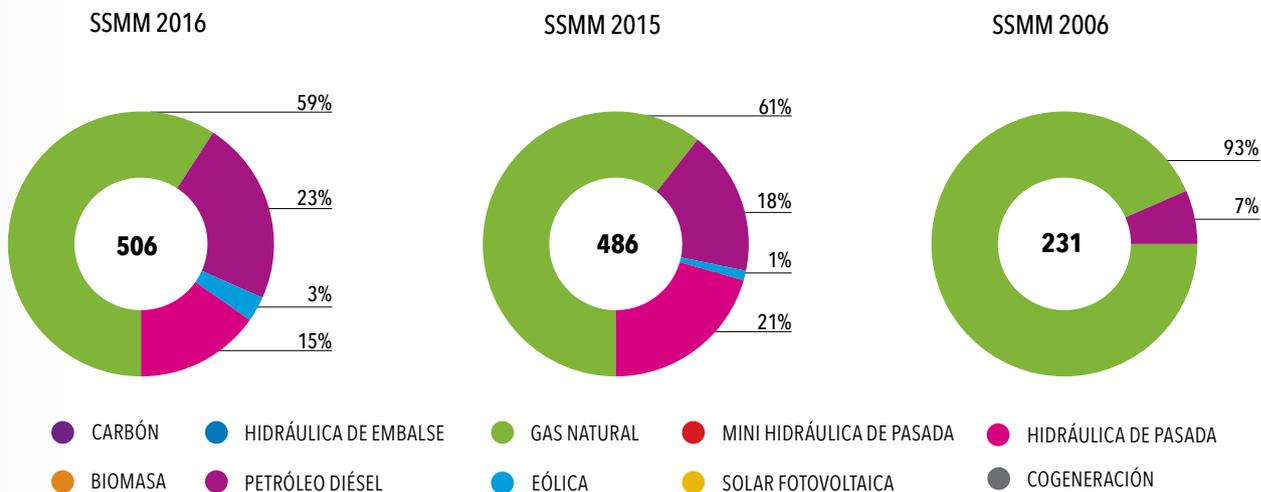
Fuente: CDEC SIC

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



Fuente: CDEC SING

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 a los retiros realizados por empresas de generación para servir sus contratos de suministro, ya sean éstos 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 sólo 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**

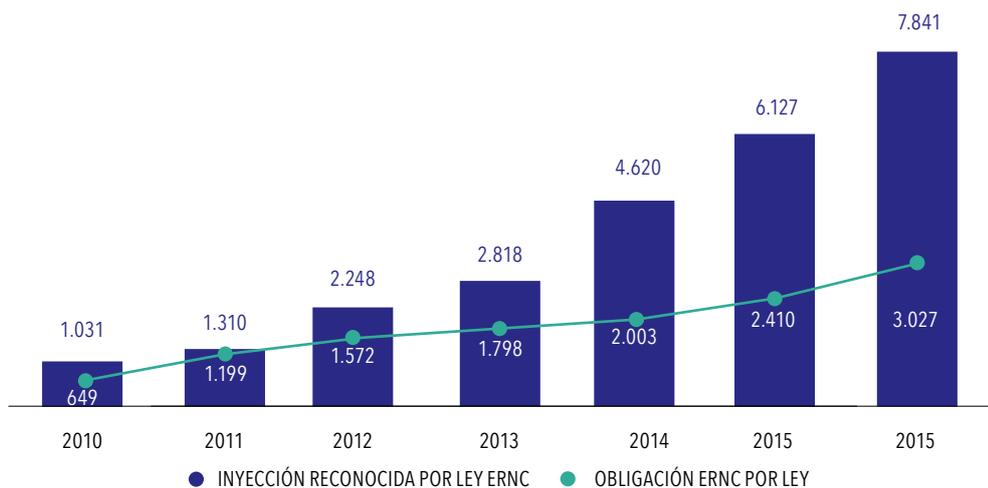
AÑO	LEY 20.257	LEY 20.698
2010	5,0%	-
2011	5,0%	-
2012	5,0%	-
2013	5,0%	5,0%
2014	5,0%	6,0%
2015	5,5%	7,0%
2016	6,0%	8,0%
2017	6,5%	9,0%
2018	7,0%	10,0%
2019	7,5%	11,0%
2020	8,0%	12,0%
2021	8,5%	13,5%
2022	9,0%	15,0%
2023	9,5%	16,5%
2024	10,0%	18,0%
2025	10,0%	20,0%

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.

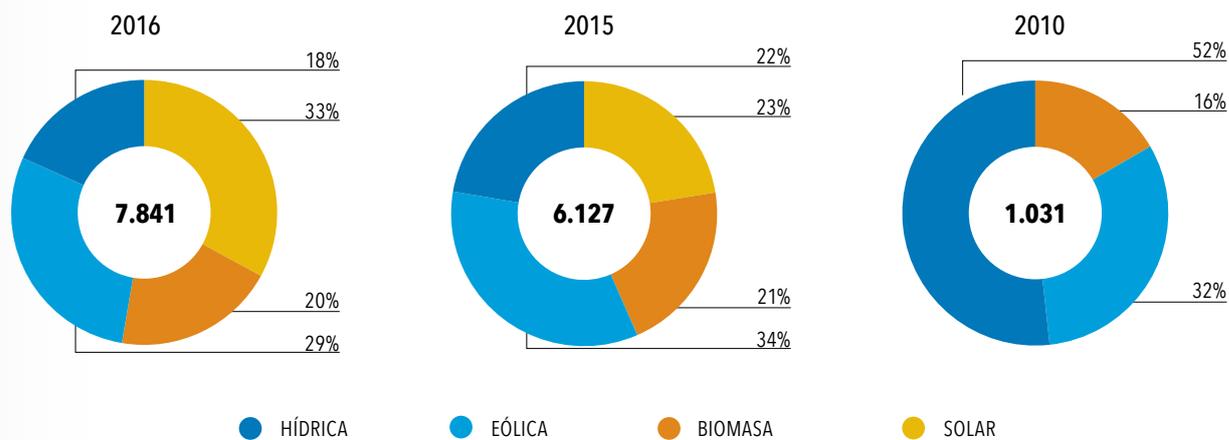
Luego de siete años de aplicación de las exigencias, se observa que hay un cumplimiento sostenido de ésta y que es ampliamente superado por las inyecciones de las centrales ERNC reconocidas por la ley.

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

2016

INYECCIÓN ERNC GWh

7.841

28%	x6,6	40%
2015	2006	TCAC

OBLIGACIÓN LEY 20.257 GWh

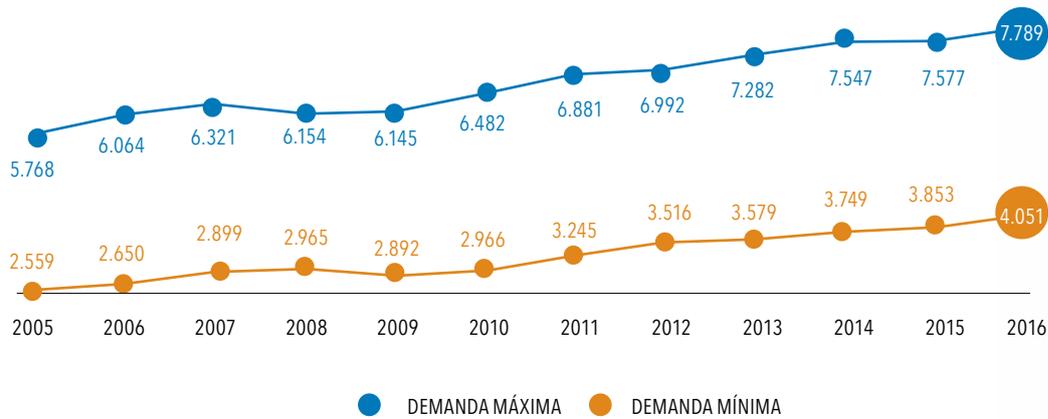
3.027

26%	x3,7	29%
2015	2006	TCAC

04. DEMANDAS ANUALES

En el año 2016, la demanda máxima horaria en el SIC se registró el día 20 de enero, alcanzando los 7.789 MW, siendo un 2,8% mayor que la registrada el año 2015 (esta última del 20 de marzo). Por otra parte, se observa una Tasa de Crecimiento Anual Compuesta de 2,5% desde el 2006. Por su parte, la demanda mínima del año fue de 4.051 MW, el día 1 de enero de 2016, con una TCAC de 4,3% desde el 2006.

EVOLUCIÓN DEMANDA HORARIA SIC EN MW



Fuente: CDEC SIC

VARIACIÓN DEMANDA HORARIA SIC MW

2016

DEMANDA MÁXIMA

7.789

2,8% 28% 2,5%
2015 2006 TCAC

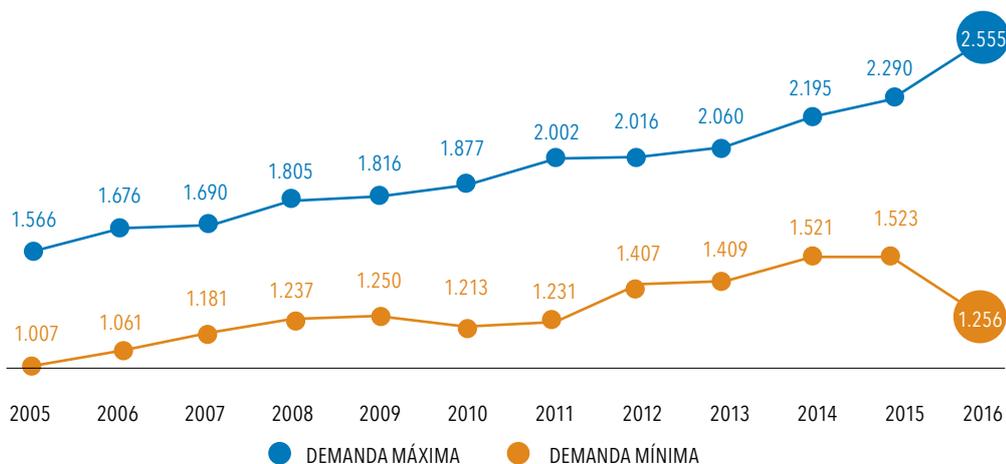
DEMANDA MÍNIMA

4.051

5,1% 53% 4,3%
2015 2006 TCAC

En el año 2016, la demanda máxima horaria en el SING se registró el día 15 de febrero, alcanzando los 2.555 MW, siendo un 12% mayor que la registrada el año 2015 (del 9 de octubre). Para los últimos 10 años, la tasa de crecimiento anual compuesto es de 4,3%. Por su parte, la demanda mínima del año fue de 1.256 MW, el día 3 de abril de 2016; fue un 18% menor al 2015 pero con una TCAC de 1,7% desde el 2006.

EVOLUCIÓN DEMANDA HORARIA SING EN MW



Fuente: CDEC SING

VARIACIÓN DEMANDA HORARIA SING MW

2016

DEMANDA MÁXIMA

2.555

12% 52% 4,3%

2015

2006

TCAC

DEMANDA MÍNIMA

1.256

-18% 18% 1,7%

2015

2006

TCAC

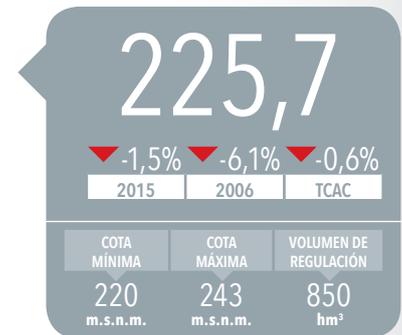
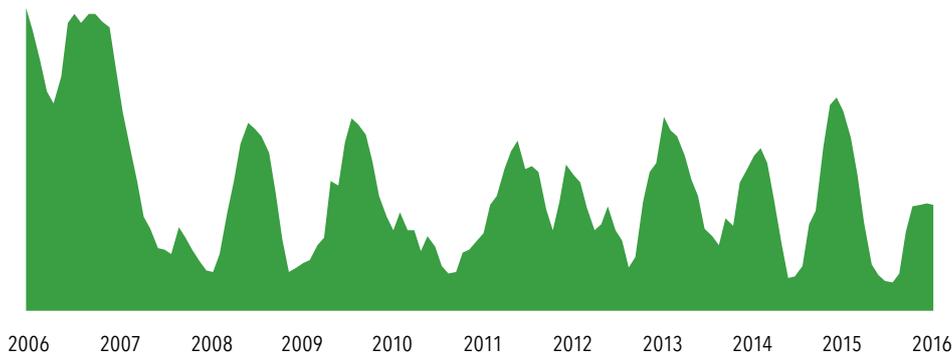
05. HIDROLOGÍA

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.

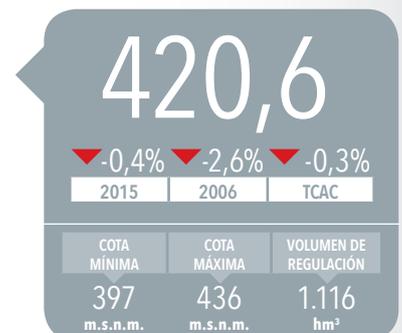
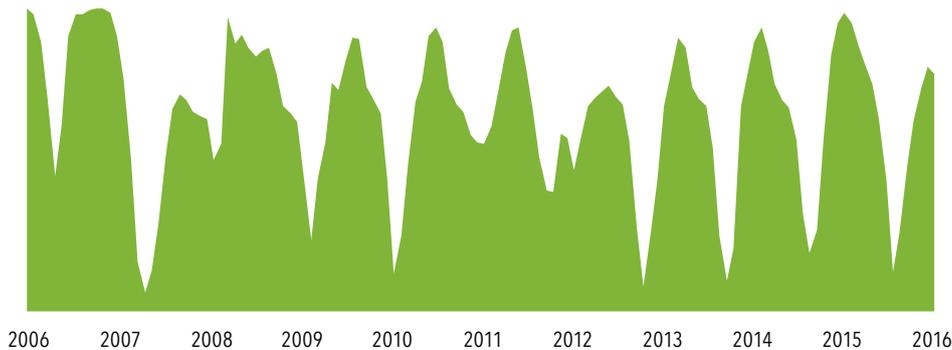
COTAS DE EMBALSES m.s.n.m.

De acuerdo a 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 2006 y 2016.

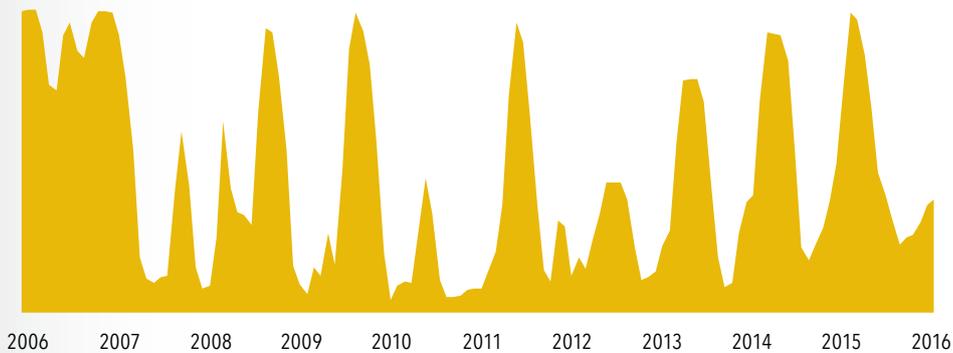
EVOLUCIÓN EMBALSE CHAPO



EVOLUCIÓN EMBALSE COLBÚN



EVOLUCIÓN LAGUNA LA INVERNADA



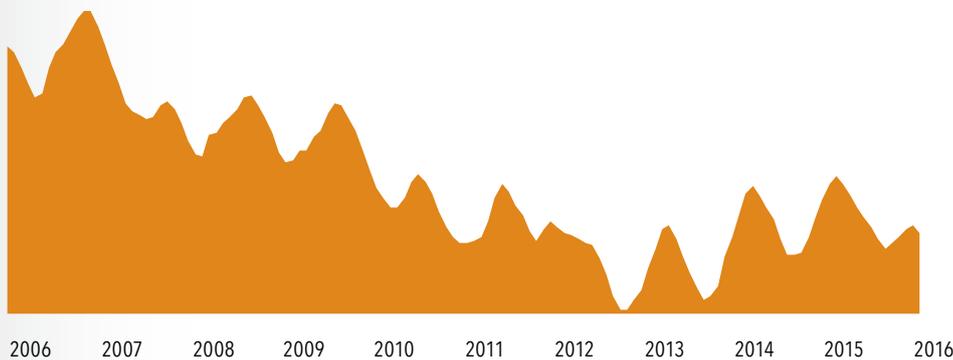
1.297,3

▼-0,3% ▼-1,3% ▼-0,1%

2015 2006 TCAC

COTA MÍNIMA	COTA MÁXIMA	VOLUMEN DE REGULACIÓN
1.280	1.319	179
m.s.n.m.	m.s.n.m.	hm³

EVOLUCIÓN LAGO LAJA



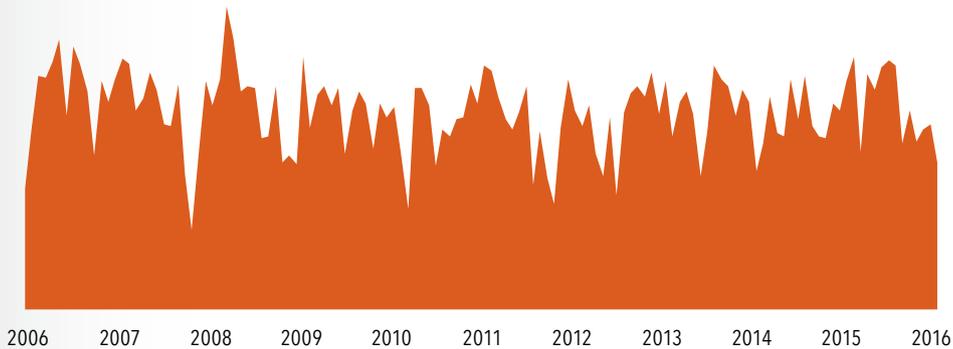
1.318,4

0,0% ▼-1,9% ▼-0,2%

2015 2006 TCAC

COTA MÍNIMA	COTA MÁXIMA	VOLUMEN DE REGULACIÓN
1.308,5	1.369	5.071
m.s.n.m.	m.s.n.m.	hm³

EVOLUCIÓN EMBALSE MACHICURA



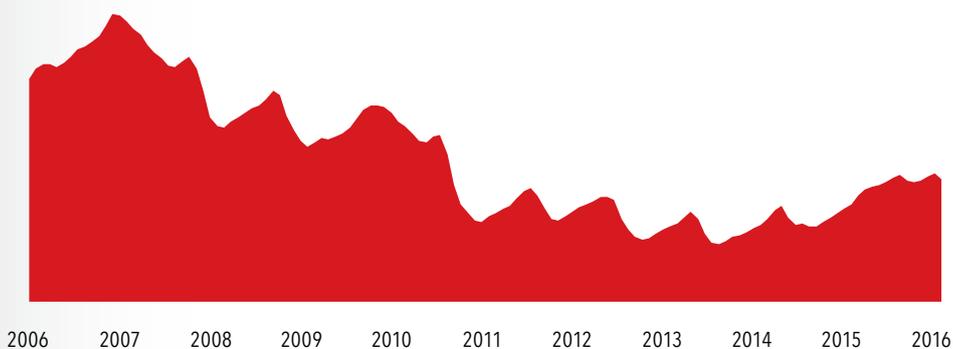
256,8

0,0% 0,0% 0,0%

2015 2006 TCAC

COTA MÍNIMA	COTA MÁXIMA	VOLUMEN DE REGULACIÓN
255,5	258	10,3
m.s.n.m.	m.s.n.m.	hm³

EVOLUCIÓN EMBALSE MAULE



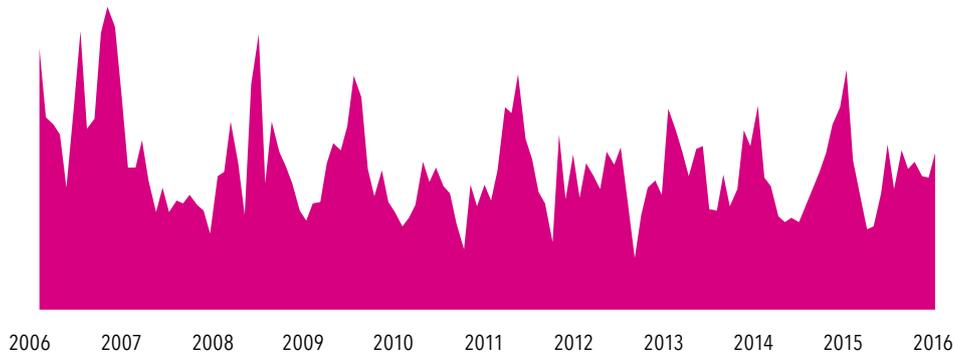
2.162,9

▲0,2% ▼-0,6% ▼-0,1%

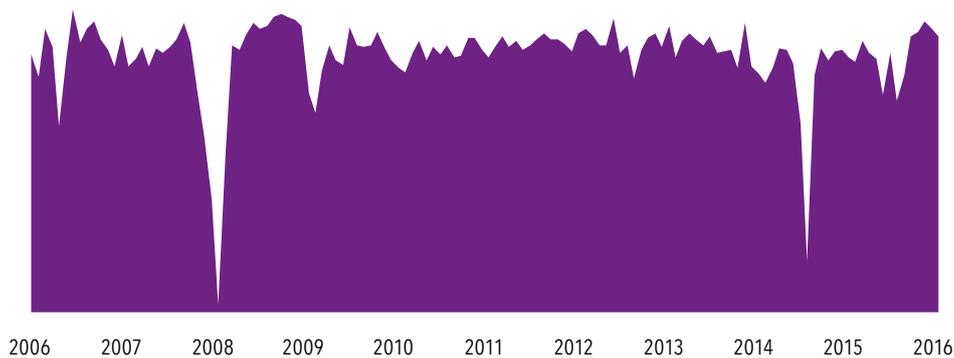
2015 2006 TCAC

COTA MÍNIMA	COTA MÁXIMA	VOLUMEN DE REGULACIÓN
2.152,1	2.180	1.416
m.s.n.m.	m.s.n.m.	hm³

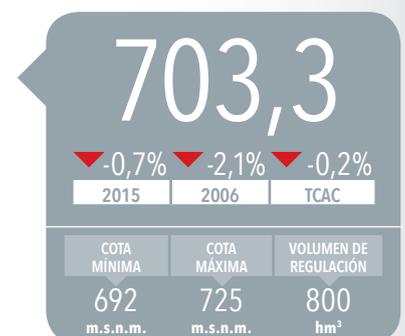
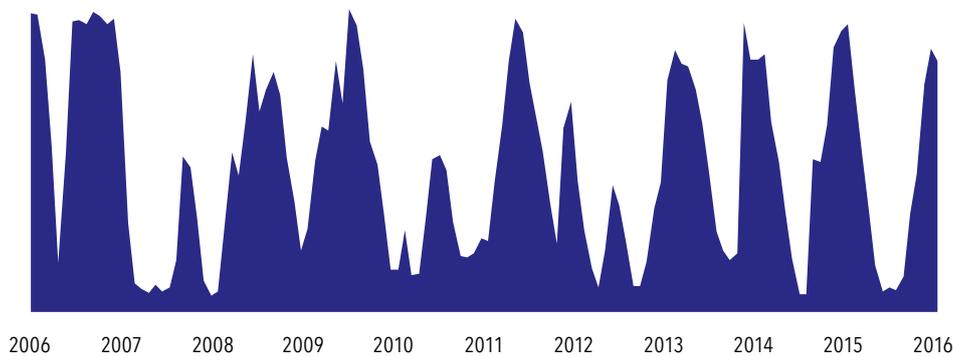
EVOLUCIÓN EMBALSE MELADO



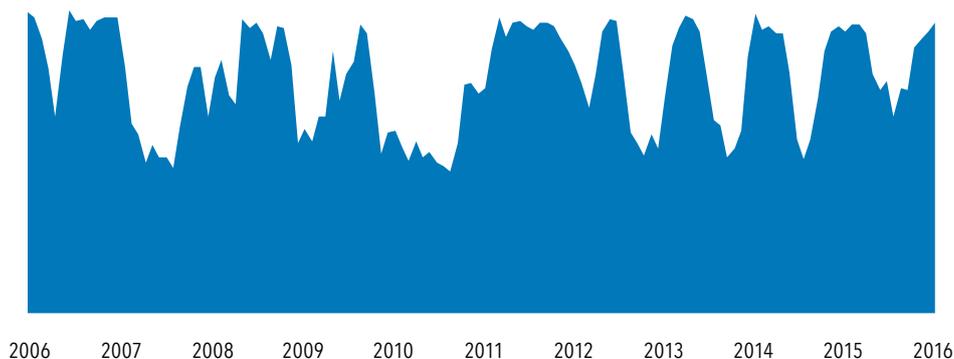
EVOLUCIÓN EMBALSE PANGUE



EVOLUCIÓN EMBALSE RALCO



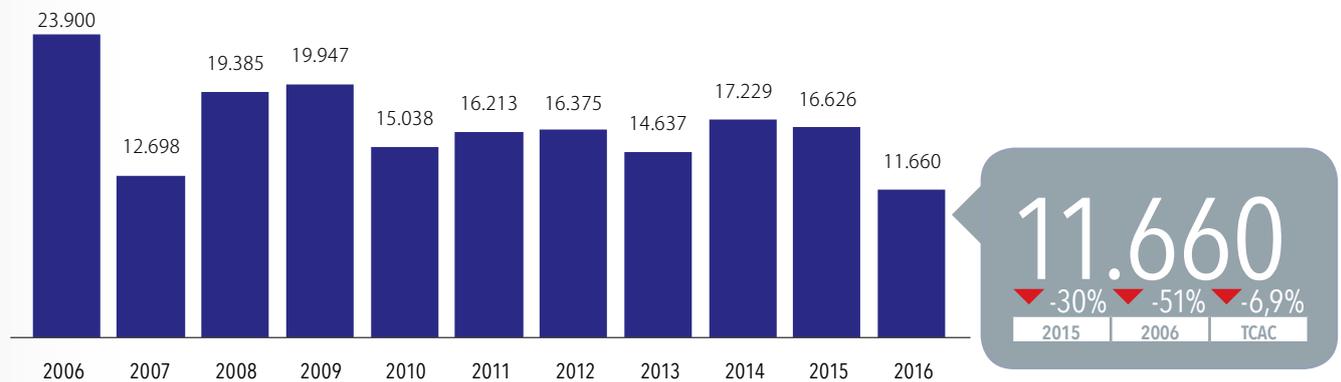
EVOLUCIÓN EMBALSE RAPEL



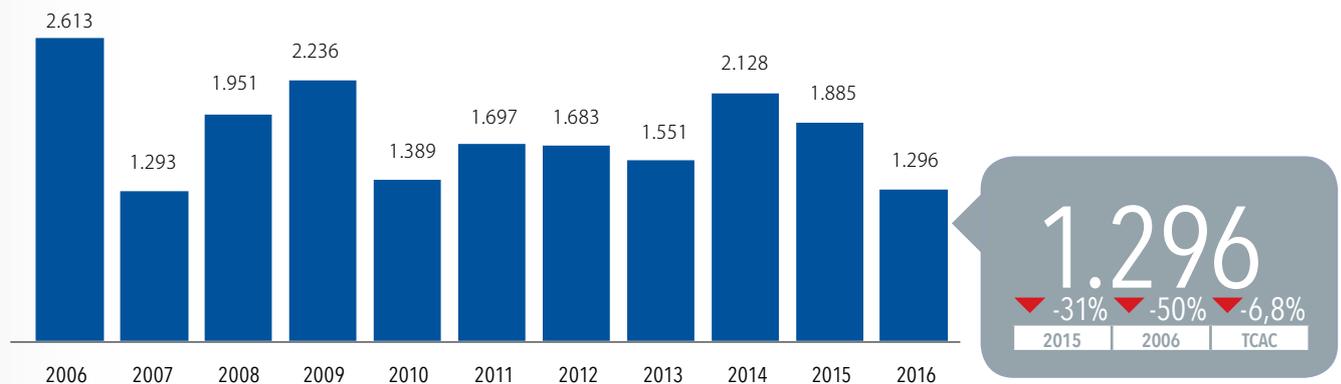
PRECIPITACIONES mm

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.

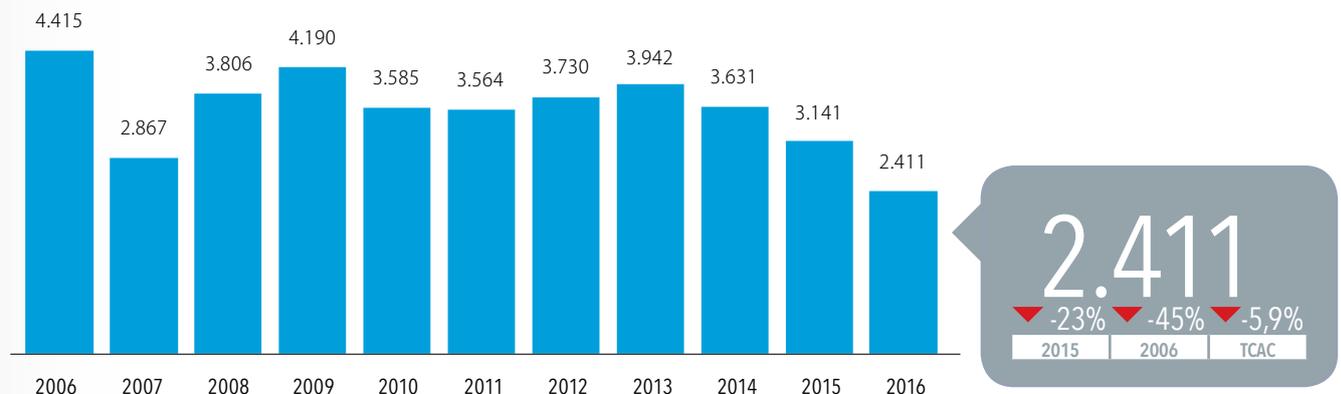
TOTAL



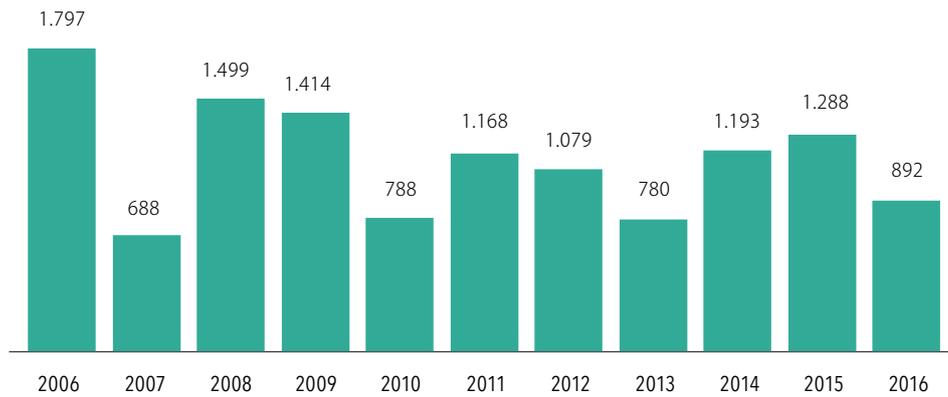
ABANICO



CANUTILLAR



CIPRESES

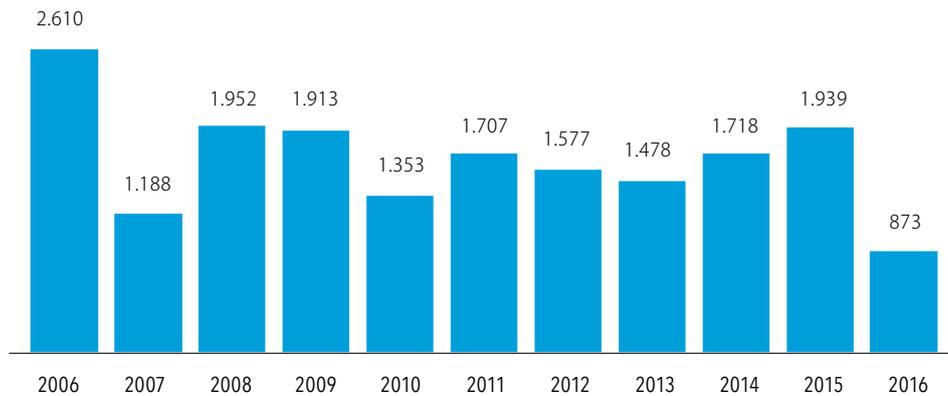


892

▼ -31% ▼ -50% ▼ -6,8%

2015	2006	TCAC
------	------	------

COLBÚN

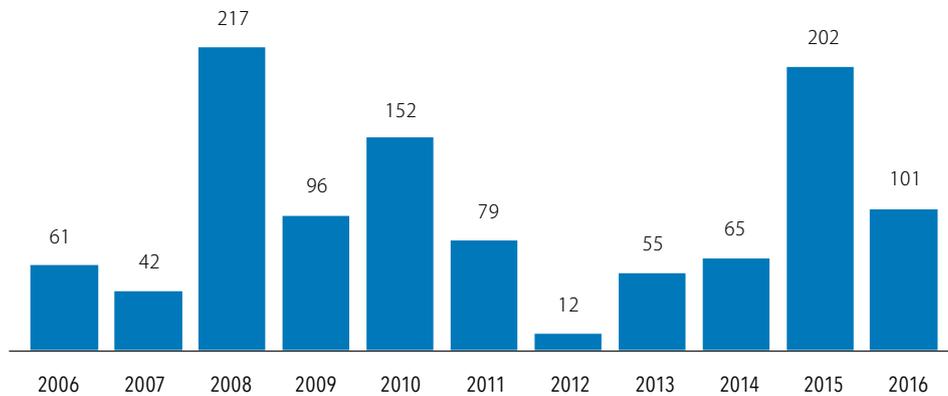


873

▼ -55% ▼ -67% ▼ -10%

2015	2006	TCAC
------	------	------

MOLLES

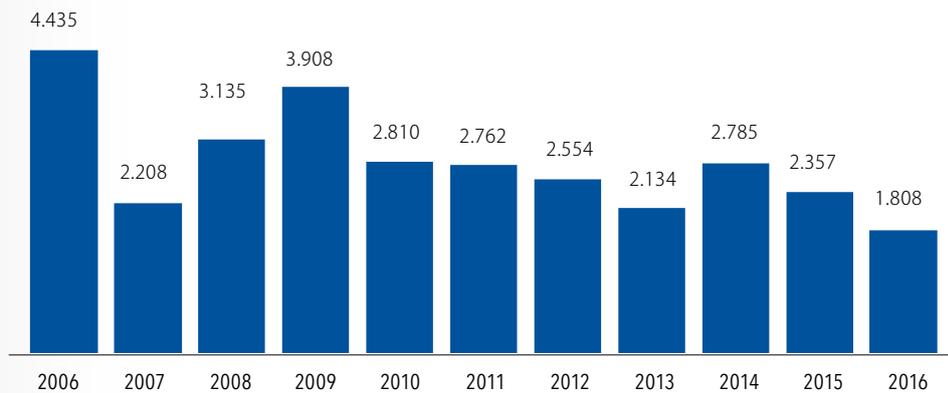


101

▼ -50% ▼ 67% ▲ 5,2%

2015	2006	TCAC
------	------	------

PANGUE

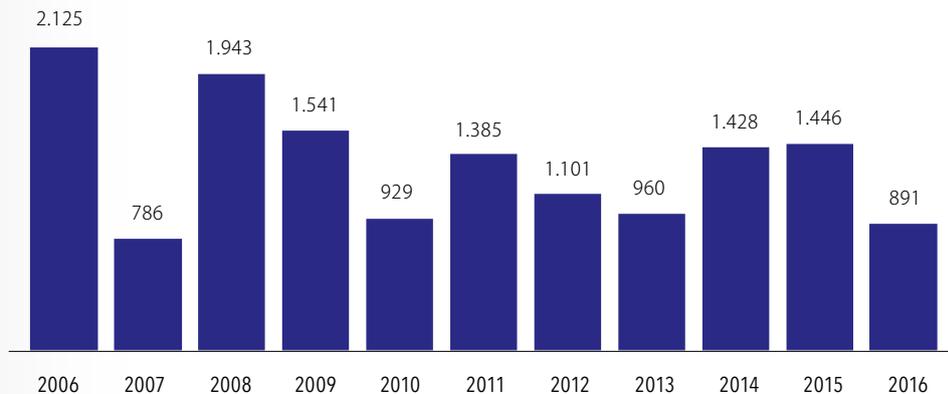


1.808

▼ -23% ▼ -59% ▼ -8,6%

2015 | 2006 | TCAC

PEHUENCHE

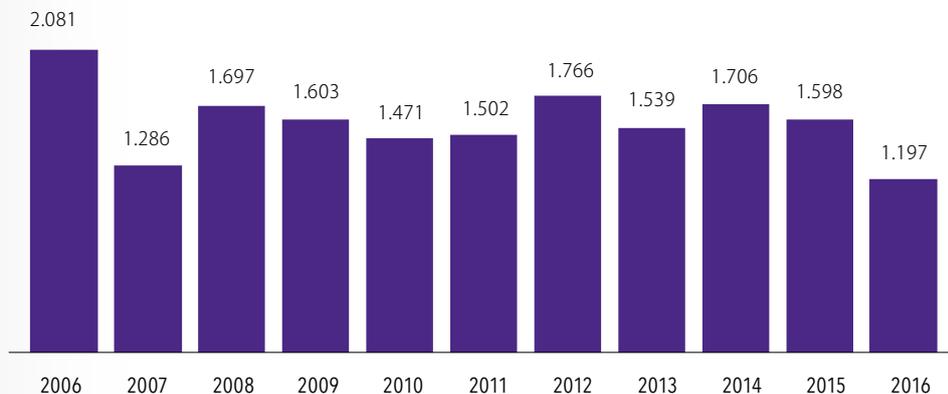


891

▼ -38% ▼ -58% ▼ -8,3%

2015 | 2006 | TCAC

PILMAIQUÉN

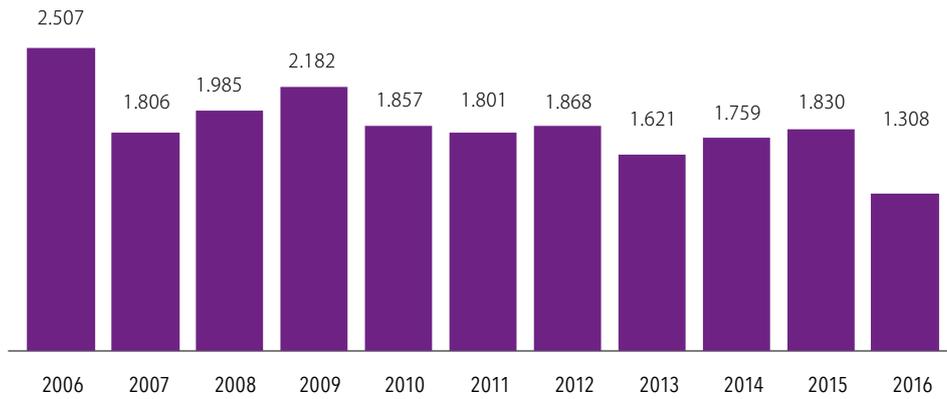


1.197

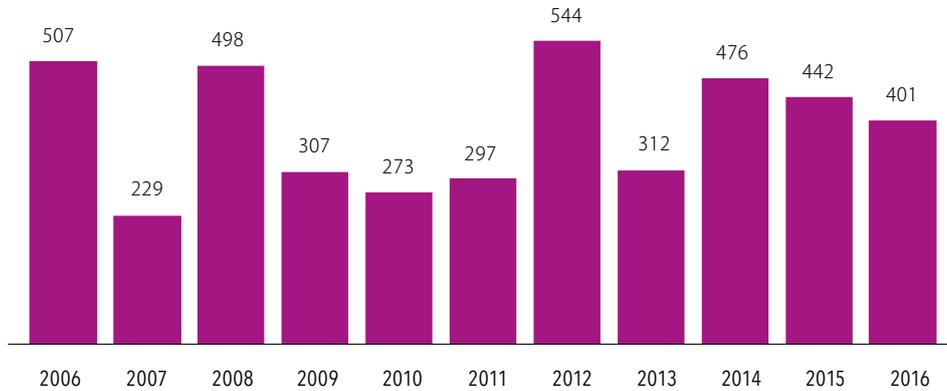
▼ -25% ▼ -42% ▼ -5,4%

2015 | 2006 | TCAC

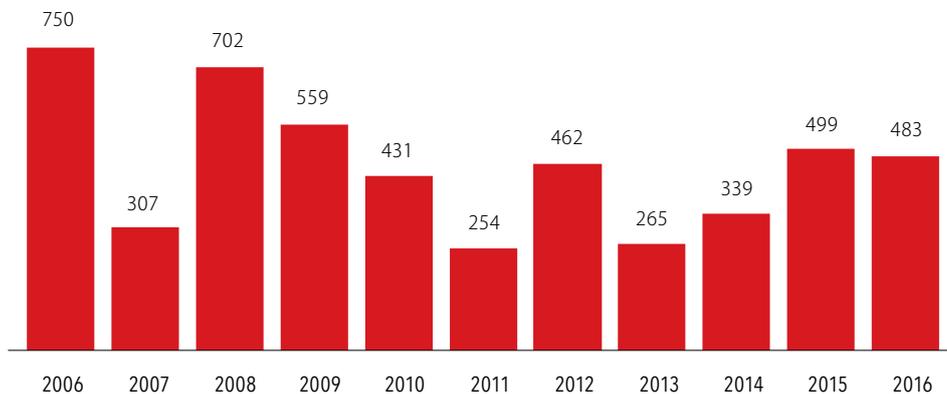
PULLINQUE



RAPEL



SAUZAL



06. PROYECTOS DE TRANSMISIÓN EN CONSTRUCCIÓN

De acuerdo a 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 a lo establecido en el mencionado artículo y que, cumpliendo con las exigencias legales y reglamentarias correspondientes, sean declarados 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 2016

PROYECTO	PROPIETARIO	FECHA ESTIMADA DE INTERCONEXIÓN	SISTEMA	TENSIÓN [kV]	CAPACIDAD	CALIFICACIÓN
AMPLIACIÓN S/E CIRUELOS 220 KV	TRANSELEC	ENE-17	SIC	220	-	NACIONAL
REEMPLAZO PAÑOS TRANSFORMADORES 11 Y 12 DE LA SE 10-A, CHUQUICAMATA	CODELCO	ENE-17	SING	100	-	DEDICADO
REEMPLAZO TRANSFORMADORES 5 Y 6 DE LA SUBESTACIÓN 10, CHUQUICAMATA	CODELCO	ENE-17	SING	100	-	DEDICADO
NUEVOS PAÑOS Y AUTOTRANSFORMADOR 220/110 KV EN SE ALFALFA	AES GENER	ENE-17	SIC	220/110	200 MVA	DEDICADO
NUEVOS INTERRUPTORES EN SE TAP LA LAJA, PARA LÍNEA QUELTEHUES - TAP LA LAJA	AES GENER	ENE-17	SIC	110	-	DEDICADO
LÍNEA ALFALFA - MAITENES Y NUEVA ACOMETIDA EN SE MAITENES	AES GENER	ENE-17	SIC	110	2 X 126 MVA	DEDICADO
LÍNEA ALFALFA - CENTRAL ALFALFA 2, AMBOS CIRCUITOS	AES GENER	MAR-17	SIC	220	2 X 271 MVA	DEDICADO
SE ALTO MAIPO	AES GENER	MAR-17	SIC	-	-	DEDICADO
NUEVO TRANSFORMADOR 154/66/13,8KV EN SE ITAHUE	TRANSELEC	MAR-17	SIC	154/66/13,8	100 MVA	ZONAL
CONEXIÓN EN SE LAGUNAS MEDIANTE DOS PAÑOS DE 220 KV	RIJN CAPITAL	MAR-17	SING	220	-	DEDICADO
LÍNEA COMPAÑÍA MINERA GUANACO A PARQUE EÓLICO TAL TAL	GUANACO COMPAÑÍA MINERA	MAR-17	SIC	33	-	DEDICADO
AMPLIACIÓN S/E SAN ANDRÉS 220 KV	SOCIEDAD AUSTRAL DE TRANSMISIÓN TRONCAL S.A. (SAESA)	ABR-17	SIC	220	-	NACIONAL
NUEVA LÍNEA 2X220 KV ENCUENTRO - LAGUNAS PRIMER CIRCUITO	I.S.A.	ABR-17	SING	220	290 MVA	NACIONAL
TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO LÍNEA 2X220 KV ENCUENTRO - LAGUNAS	I.S.A.	ABR-17	SING	220	290 MVA	NACIONAL
LÍNEA 220KV CHACAYA- MOLYCOPI DE AÉREA A SUBTERRÁNEA	ENGIE	ABR-17	SING	220	-	DEDICADO
AMPLIACIÓN SE CHACAYA 110KV	ENGIE	ABR-17	SING	110	-	DEDICADO
AMPLIACIÓN S/E TEMUCO 220 KV	TRANSELEC	MAY-17	SIC	220	-	NACIONAL
AMPLIACIÓN S/E CARRERA PINTO 220 KV	TRANSELEC	MAY-17	SIC	220	-	NACIONAL
AMPLIACIÓN S/E CARDONES 220 KV	TRANSELEC	MAY-17	SIC	220	-	NACIONAL
CAMBIO DE INTERRUPTORES 52JT5, 52JT6 Y 52JT15 EN S/E CHARRÚA 220 KV	TRANSELEC	MAY-17	SIC	220	-	NACIONAL
NUEVO TRANSFORMADOR 220/110KV EN SE CERRO NAVIA	TRANSELEC	MAY-17	SIC	220/110	400 MVA	ZONAL
NUEVO TRANSFORMADOR 220/110KV EN SE PAN DE AZÚCAR	TRANSELEC	MAY-17	SIC	220	150 MVA	ZONAL
NUEVO TRANSFORMADOR 220/110KV EN SE QUILLOTA	TRANSELEC	MAY-17	SIC	220	150 MVA	ZONAL
CAMBIO DE INTERRUPTORES 52JS, 52JCE1, 52J6, 52JZ3 Y 52J7 EN S/E ALTO JAHUEL 220 KV	TRANSELEC	JUN-17	SIC	220	-	NACIONAL
AUMENTO DE CAPACIDAD DE LA LÍNEA 1X220 KV CARDONES - CARRERA PINTO - DIEGO DE ALMAGRO	TRANSELEC	JUN-17	SIC	220	400 MVA	NACIONAL
LÍNEA PUNTA CORTÉS - TUNICHE	TRANSELEC	JUN-17	SIC	220	-	ZONAL
LÍNEA ANCOA - SAN FABIÁN	SOCIEDAD AUSTRAL DE TRANSMISIÓN TRONCAL S.A. (SAESA)	JUN-17	SIC	2X220	-	DEDICADO

PROYECTO	PROPIETARIO	FECHA ESTIMADA DE INTERCONEXIÓN	SISTEMA	TENSIÓN [kV]	CAPACIDAD	NACIONAL
TERCER BANCO AUTOTRANSFORMADORES 500/220 KV, 750 MVA, EN S/E ALTO JAHUEL	TRANSELEC	JUL-17	SIC	220	750 MVA	NACIONAL
CAMBIO DE INTERRUPTORES 52J23 Y 52J3 EN S/E CHARRÚA 220 KV	TRANSCHILE	AGO-17	SIC	220	-	NACIONAL
SISTEMA DE TRANSMISIÓN 500 KV, MEJILLONES - CARDONES	TEN	AGO-17	SIC	500	1500 MW	DEDICADO
INFRAESTRUCTURAS ELÉCTRICAS DE EVACUACIÓN DE PARQUES EÓLICOS CABO LEONES	IBEREÓLICA	AGO-17	SIC	220	-	NACIONAL
SECCIONAMIENTO DEL CIRCUITO N°1 CARDONES - DIEGO DE ALMAGRO EN S/E CARRERA PINTO	ELETRANS	OCT-17	SIC	220	-	NACIONAL
CAMBIO DE INTERRUPTORES 52J3 Y 52J10 EN S/E ALTO JAHUEL 220 KV	COLBÚN	OCT-17	SIC	220	-	NACIONAL
NUEVA S/E SECCIONADORA PUENTE NEGRO 220 KV	COLBÚN	OCT-17	SIC	220	-	ZONAL
REEMPLAZO TRANSFORMADOR 220/110KV EN SE PAN DE AZÚCAR	TRANSELEC	OCT-17	SIC	220	150 MVA	NACIONAL
NORMALIZACIÓN EN S/E ALTO JAHUEL 220 KV	TRANSELEC	NOV-17	SIC	220	-	DEDICADO
LÍNEA ENCUENTRO - SETCHITACK, LÍNEA MINISTRO HALES - SETCHITACK, SETCHITACK	CODELCO	NOV-17	SING	220	-	NACIONAL
NUEVA LÍNEA CARDONES-MAITENCILLO 2X500 KV	I.S.A.	DIC-17	SIC	500	2X1700 MVA	NACIONAL
NUEVA LÍNEA MAITENCILLO-PAN DE AZÚCAR 2X500 KV	I.S.A.	DIC-17	SIC	500	2X1700 MVA	NACIONAL
SUBESTACIÓN NUEVA CHARRÚA, SECCIONAMIENTO DE LÍNEAS 2X500 KV CHARRÚA - ANCOA 1 Y 2 (SECCIONAMIENTO EN 500 KV DE LAS LÍNEAS)	TRANSELEC	DIC-17	SIC	500	-	DEDICADO
NUEVA SE PUNTA SIERRA, ENTRE LAS SE LAS PALMAS Y PAN DE AZÚCAR	PACIFIC HYDRO	DIC-17	SIC	220	-	NACIONAL
NUEVA LÍNEA PAN DE AZÚCAR - POLPAICO 2X500 KV	I.S.A.	ENE-18	SIC	500	2X1700 MVA	NACIONAL
BANCO AUTOTRANSFORMADORES S/E NUEVA CARDONES, 500/220 KV, 750 MVA	I.S.A.	ENE-18	SIC	500/220	750 MVA	NACIONAL
BANCO AUTOTRANSFORMADORES S/E NUEVA MAITENCILLO 500/220 KV, 750 MVA	I.S.A.	ENE-18	SIC	500/220	750 MVA	NACIONAL
BANCO AUTOTRANSFORMADORES S/E NUEVA PAN DE AZÚCAR, 500/220 KV, 750 MVA	I.S.A.	ENE-18	SIC	500/220	750 MVA	NACIONAL
NUEVA LÍNEA 2X220 KV 1500 MW ENTRE S/E LOS CHANGOS Y S/E KAPATUR	TRANSELEC	ENE-18	SIC-SING	220	2X1500 MW	NACIONAL
NORMALIZACIÓN DE PAÑOS J3 Y J10 EN S/E ALTO JAHUEL 220 KV	COLBÚN	FEB-18	SIC	220	-	NACIONAL
NUEVA LÍNEA 2X500 CHARRÚA-ANCOA: TENDIDO DEL PRIMER CIRCUITO	ELECNOR	FEB-18	SIC	500	1700 MVA	NACIONAL
AUMENTO DE CAPACIDAD DE BARRAS EN S/E ENCUENTRO 220 KV	TRANSELEC	MAR-18	SING	220	1800 MVA	NACIONAL
NORMALIZACIÓN EN S/E PUERTO MONTT 220 KV	TRANSELEC	MAR-18	SIC	220	-	NACIONAL
NORMALIZACIÓN EN S/E CHARRÚA 220 KV	TRANSELEC	MAR-18	SIC	220	-	NACIONAL
SUBESTACIÓN SECCIONADORA NUEVA DIEGO DE ALMAGRO	CELEO REDES CHILE LIMITADA.	MAY-18	SIC	220	-	NACIONAL
CAMBIOS DE TCC LÍNEAS 1X220 KV ENCUENTRO - EL TESORO Y EL TESORO - ESPERANZA	MINERA EL TESORO - MINERA ESPERANZA	MAY-18	SING	220	-	NACIONAL
NUEVA LÍNEA 2X220 CIRUELOS-PICHIRROPULLI: TENDIDO DEL PRIMER CIRCUITO	ELETRANS	MAY-18	SIC	220	290 MVA	NACIONAL
TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO LÍNEA 2X220 KV CIRUELOS - PICHIRROPULLI	ELETRANS	MAY-18	SIC	220	290 MVA	NACIONAL
NORMALIZACIÓN EN S/E PAN DE AZÚCAR 220 KV	TRANSELEC	JUN-18	SIC	220	-	NACIONAL
INCORPORACIÓN DE PAÑO DE LÍNEA 1X220 KV CÓNDORES - PARINACOTA EN S/E PARINACOTA	TRANSELEC	JUN-18	SING	220	-	NACIONAL
INCORPORACIÓN DE PAÑO DE LÍNEA 1 X220 KV TARAPACÁ - CÓNDORES EN S/E CÓNDORES	TRANSELEC	JUL-18	SING	220	-	NACIONAL
NORMALIZACIÓN DE PAÑOS J3 Y J4 EN S/E CHENA 220 KV	TRANSELEC	SEP-18	SIC	220	-	NACIONAL
SECCIONAMIENTO DEL SEGUNDO CIRCUITO DE LA LÍNEA POLPAICO - ALTO JAHUEL 2X500 KV EN S/E LO AGUIRRE 500 KV	TRANSELEC	SEP-18	SIC	500	-	NACIONAL
S/E SECCIONADORA NUEVA VALDIVIA 220 KV	TRANSELEC	SEP-18	SIC	220	-	NACIONAL
SECCIONAMIENTO DEL SEGUNDO CIRCUITO LAGUNAS - CRUCERO 2X220 KV EN S/E MARÍA ELENA	SUNEDISON	SEP-18	SING	220	-	NACIONAL
NUEVA S/E SECCIONADORA QUILLAGUA 220 KV	TRANSELEC	SEP-18	SING	220	-	NACIONAL
NUEVA LÍNEA 1X220 KV A. MELIPILLA - RAPEL	ELETRANS	OCT-18	SIC	220	290 MVA	NACIONAL
NUEVA LÍNEA 2X220 KV LO AGUIRRE - A. MELIPILLA, CON UN CIRCUITO TENDIDO	ELETRANS	OCT-18	SIC	220	290 MVA	DEDICADO

PROYECTO	PROPIETARIO	FECHA ESTIMADA DE INTERCONEXIÓN	SISTEMA	TENSIÓN [kV]	CAPACIDAD	NACIONAL
SUBESTACIÓN SECCIONADORA EN LÍNEA CRUCERO LAGUNAS	AUSTRIAN SOLAR	OCT-18	SING	220	-	NACIONAL
NORMALIZACIÓN EN S/E DIEGO DE ALMAGRO 220 KV	ELETRANS	NOV-18	SIC	220	-	NACIONAL
SECCIONAMIENTO DEL SEGUNDO CIRCUITO DE LA LÍNEA PAN DE AZÚCAR - LAS PALMAS 2X220 KV EN S/E DON GOYO	PARQUE EÓLICO EL ARRAYÁN	NOV-18	SIC	220	-	NACIONAL
SECCIONAMIENTO DEL PRIMER CIRCUITO DE LA LÍNEA PAN DE AZÚCAR - LAS PALMAS 2X220 KV EN S/E LA CEBADA	PARQUE EÓLICO LOS CURUROS	NOV-18	SIC	220	-	NACIONAL
NORMALIZACIÓN EN S/E CHENA 220 KV	CHILECTRA	NOV-18	SIC	220	-	NACIONAL
AMPLIACIÓN Y CAMBIO DE CONFIGURACIÓN EN S/E MAIPO 220 KV	COLBÚN	NOV-18	SIC	220	-	NACIONAL
NORMALIZACIÓN EN S/E CANDELARIA 220 KV Y NUEVA COMPENSACIÓN SERIE EN S/E PUENTE NEGRO 220 KV	COLBÚN	NOV-18	SIC	220	-	NACIONAL
NORMALIZACIÓN EN S/E ANCOA 220 KV	COLBÚN	NOV-18	SIC	220	-	NACIONAL
AMPLIACIÓN Y CAMBIO DE CONFIGURACIÓN EN S/E MELIPULLI 220 KV	STS	NOV-18	SIC	220	-	NACIONAL
AMPLIACIÓN Y CAMBIO DE CONFIGURACIÓN EN S/E PARINACOTA 220 KV	TRANSEMEL	NOV-18	SING	220	-	NACIONAL
AMPLIACIÓN Y CAMBIO DE CONFIGURACIÓN EN S/E CÓNDORES 220 KV	TRANSEMEL	NOV-18	SING	220	-	NACIONAL
AMPLIACIÓN Y CAMBIO DE CONFIGURACIÓN EN S/E POZO ALMONTE 220 KV	E-CL	NOV-18	SING	220	-	NACIONAL
NORMALIZACIÓN CONEXIÓN DE PAÑO DE LÍNEA 1X220 LABERINTO - EL COBRE S/E LABERINTO 220 KV	E-CL	NOV-18	SING	220	-	NACIONAL
NORMALIZACIÓN CONEXIÓN DE PAÑO DE LÍNEA 2X220 CRUCERO - LABERINTO: CIRCUITO 1 EN S/E LABERINTO 220 KV	ANGAMOS	NOV-18	SING	220	-	NACIONAL
NORMALIZACIÓN CONEXIÓN DE PAÑO DE LÍNEA 2X220 CRUCERO - LABERINTO: CIRCUITO 2 EN S/E LABERINTO 220 KV	AES GENER	NOV-18	SING	220	-	NACIONAL
NORMALIZACIÓN EN S/E EL COBRE 220 KV	E-CL	NOV-18	SING	220	-	NACIONAL
NUEVA SUBESTACIÓN CRUCERO ENCUENTRO	SOCIEDAD AUSTRAL DE TRANSMISIÓN TRONCAL S.A. (SAESA)	NOV-18	SING	220	-	NACIONAL
SUBESTACIÓN NUEVA CHARRÚA, NUEVA LÍNEA 2X220 KV NUEVA CHARRÚA - CHARRÚA	TRANSELEC	DIC-18	SIC	500/220, 220	750 MVA, 1000 MVA	NACIONAL
NUEVA LÍNEA 2X220 KV LO AGUIRRE - CERRO NAVIA	TRANSELEC	ENE-19	SIC	220	2X1500 MVA	NACIONAL
SECCIONAMIENTO DE LA LÍNEA 2X220 KV CARDONES - CARRERA PINTO - DIEGO DE ALMAGRO Y CAMBIO DE CONFIGURACIÓN EN S/E SAN ANDRÉS 220 KV	SOCIEDAD AUSTRAL DE TRANSMISIÓN TRONCAL S.A. (SAESA)	MAY-19	SIC	220	-	NACIONAL
EXTENSIÓN LÍNEAS 2X220 KV CRUCERO-LAGUNAS PARA REUBICACIÓN DE CONEXIONES DESDE S/E CRUCERO A S/E NUEVA CRUCERO ENCUENTRO	TRANSELEC	MAY-19	SING	220	-	NACIONAL
AMPLIACIÓN DE CONEXIONES AL INTERIOR DE LA S/E CRUCERO PARA LA REUBICACIÓN A S/E NUEVA CRUCERO ENCUENTRO	E-CL	MAY-19	SING	220	-	NACIONAL
AMPLIACIÓN S/E NUEVA CRUCERO ENCUENTRO	SOCIEDAD AUSTRAL DE TRANSMISIÓN TRONCAL S.A. (SAESA)	MAY-19	SING	220	-	NACIONAL
SUBESTACIÓN SECCIONADORA NUEVA POZO ALMONTE 220 KV	(*)	JUN-19	SING	220	-	NACIONAL
AMPLIACIÓN S/E NUEVA MAITENCILLO 220 KV	I.S.A.	NOV-19	SIC	220	-	NACIONAL
AMPLIACIÓN S/E PUNTA COLORADA 220 KV	TRANSELEC	NOV-19	SIC	220	-	NACIONAL
AMPLIACIÓN S/E NUEVA PAN DE AZÚCAR 220 KV	I.S.A.	NOV-19	SIC	220	-	NACIONAL
NUEVA LÍNEA 2X220 KV ENTRE S/E NUEVA DIEGO DE ALMAGRO - CUMBRES Y BANCO DE AUTOTRANSFORMADORES 1X750 MVA 500/220 KV EN S/E CUMBRES	CELEO REDES CHILE LIMITADA.	NOV-19	SIC	500/200, 220	750 MVA, 600 MW	NACIONAL
S/E SECCIONADORA NUEVA LAMPA 220 KV	(*)	DIC-19	SIC	220	-	NACIONAL
NORMALIZACIÓN EN S/E DUQUECO 220 KV	TRANSNET	JUN-20	SIC	220	-	NACIONAL
NUEVO BANCO DE AUTOTRANSFORMADORES 1X750 MVA 500/220 KV EN S/E NUEVA CARDONES, S/E NUEVA MAITENCILLO Y S/E NUEVA PAN DE AZÚCAR	(*)	JUN-20	SIC	500/220	750 MVA	NACIONAL
NUEVA LÍNEA 2X500 KV 1500 MW ENTRE S/E LOS CHANGOS Y S/E NUEVA CRUCERO ENCUENTRO, BANCOS DE AUTOTRANSFORMADORES 2X750 MVA 500/220 KV EN S/E NUEVA CRUCERO ENCUENTRO, BANCO DE AUTOTRANSFORMADORES 750 MVA 500/220 KV EN S/E LOS CHANGOS	TRANSELEC	DIC-20	SIC-SING	500/200, 220	750 MVA, 1500 MW	NACIONAL

PROYECTO	PROPIETARIO	FECHA ESTIMADA DE INTERCONEXIÓN	SISTEMA	TENSIÓN [kV]	CAPACIDAD NACIONAL	NACIONAL
NORMALIZACIÓN PAÑO J12 EN S/E POLPAICO 220 KV Y NORMALIZACIÓN EN S/E LOS MAQUIS 220 KV	COLBÚN	MAY-21	SIC	220	-	NACIONAL
NUEVA LÍNEA NUEVA MAITENCILLO - PUNTA COLORADA - NUEVA PAN DE AZÚCAR 2X220 KV, 2X500 MVA	(*)	JUN-21	SIC	220	2X500 MVA	NACIONAL
NUEVA LÍNEA 2X220 KV ENTRE S/E NUEVA POZO ALMONTE - POZO ALMONTE, TENDIDO DEL PRIMER CIRCUITO; NUEVA LÍNEA 2X220 KV ENTRE S/E NUEVA POZO ALMONTE - CÓNDORES, TENDIDO DEL PRIMER CIRCUITO; Y NUEVA LÍNEA 2X220 KV ENTRE S/E NUEVA POZO ALMONTE - PARINACOTA, TENDIDO DEL PRIMER CIRCUITO.	(*)	JUN-21	SING	220	260 MVA	
LÍNEA 2X500 KV PICHIRROPULLI - NUEVA PUERTO MONIT, ENERGIZADA EN 220 KV	TRANSELEC	JUL-21	SIC	500	2X660 MVA	

(*) OBRAS NUEVAS NACIONALES PENDIENTES DE ADJUDICACIÓN

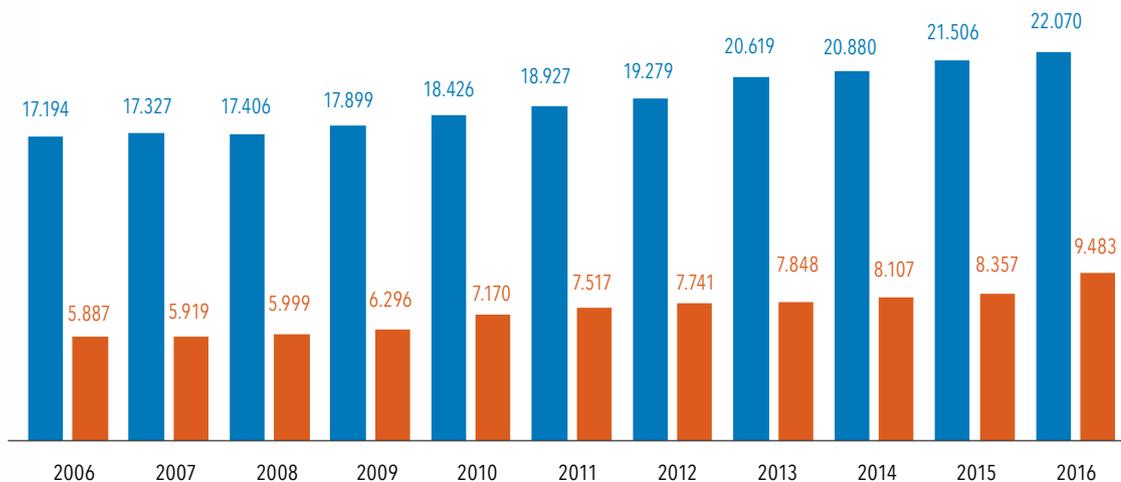
(*) Obras nuevas troncales adjudicadas y cuyo respectivo Decreto que fija los derechos de explotación y ejecución en conformidad al artículo 97° del DFL N° 4 se encuentra actualmente en tramitación.

Fuente: CNE

07. INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN

En relación al dimensionamiento del sistema de transmisión en cuanto a su longitud registrada al 31 de diciembre de 2016, es de 9.483 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 Paposo 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.

EXTENSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN EN km



Elaboración propia, a partir de información reportada por CDEC SIC y CDEC SING

VARIACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN EN km

2016

SIC

22.070

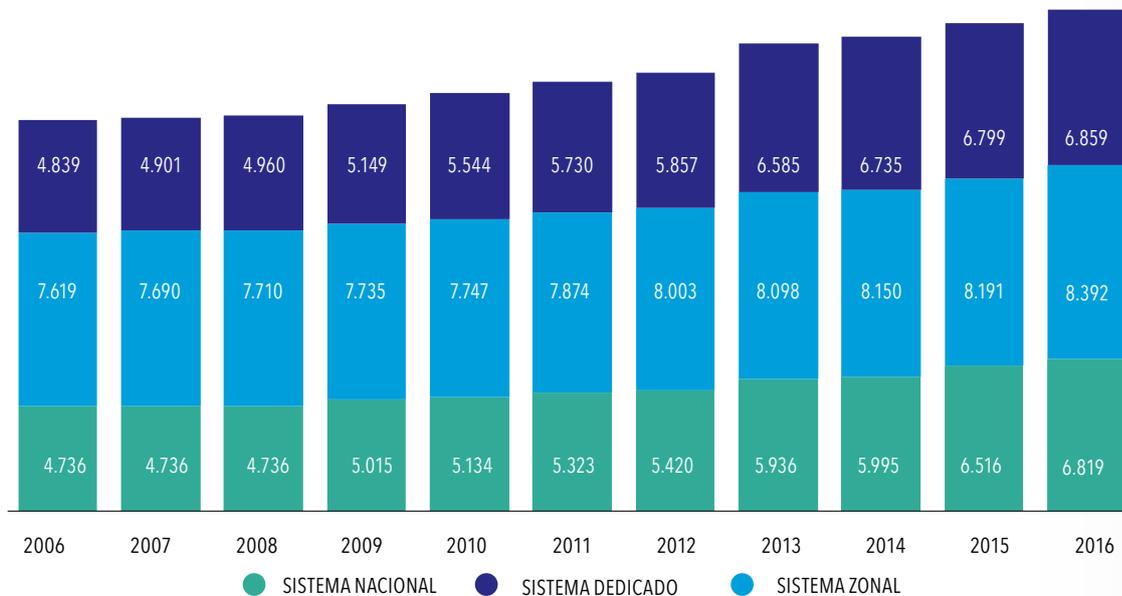
2,6% 28% 2,5%
2015 2006 TCAC

SING

9.483

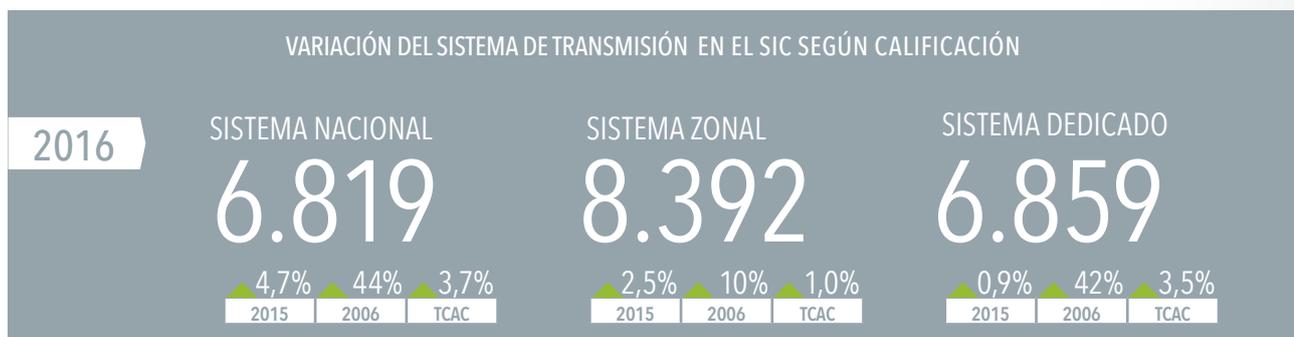
13% 61% 4,9%
2015 2006 TCAC

EXTENSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN EN km EN EL SIC POR CALIFICACIÓN

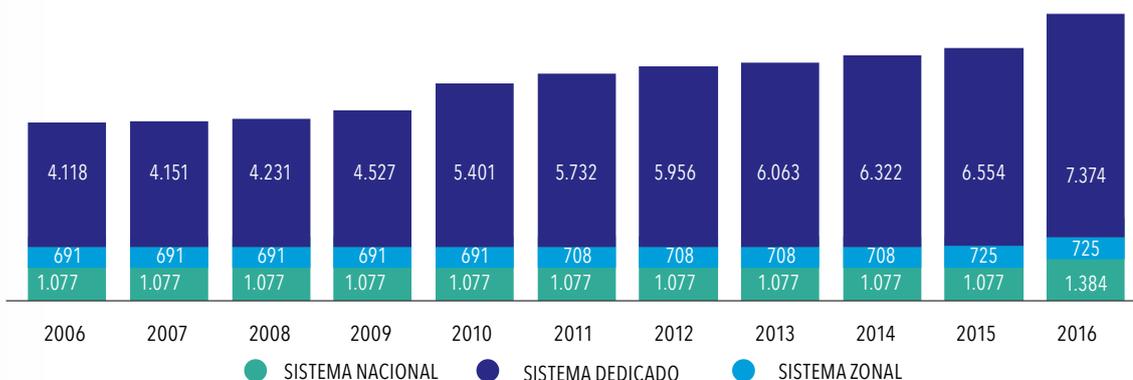


Fuente: CDEC SIC

VARIACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN EN EL SIC SEGÚN CALIFICACIÓN



EXTENSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN EN km EN EL SING POR CALIFICACIÓN



Fuente: CDEC SING

VARIACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN EN EL SING SEGÚN CALIFICACIÓN

2016

SISTEMA NACIONAL

1.384

28% 28% 2,5%
2015 2006 TCAC

SISTEMA ZONAL

725

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

SISTEMA DEDICADO

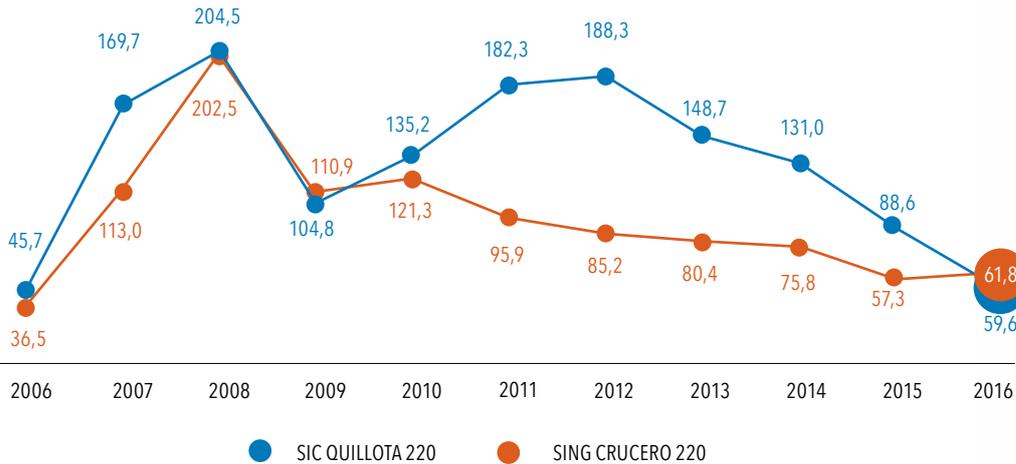
7.374

13% 79% 6,0%
2015 2006 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 2016 el costo marginal promedio del SIC fue de 59,6 USD/MWh, siendo un -33% menor que el registrado en 2015 pero presenta una Tasa de Crecimiento Anual Compuesto de 2,7% desde 2006. Por otra parte, para el caso del SING, el costo marginal promedio fue de 61,8 USD/MWh, registrando un aumento del 7,9% respecto a 2015 y con una TCAC de 5,4% desde 2005.

EVOLUCIÓN DE COSTOS MARGINALES POR SISTEMA ENTRE LOS AÑOS 2006-2016 EN USD/MWh



Fuente: CDEC SIC, CDEC SING

VARIACIÓN COSTO MARGINAL EN USD/MWh

2016

SIC QUILLOTA

59,6

-33% 31% 2,7%
2015 2006 TCAC

SING CRUCERO

61,8

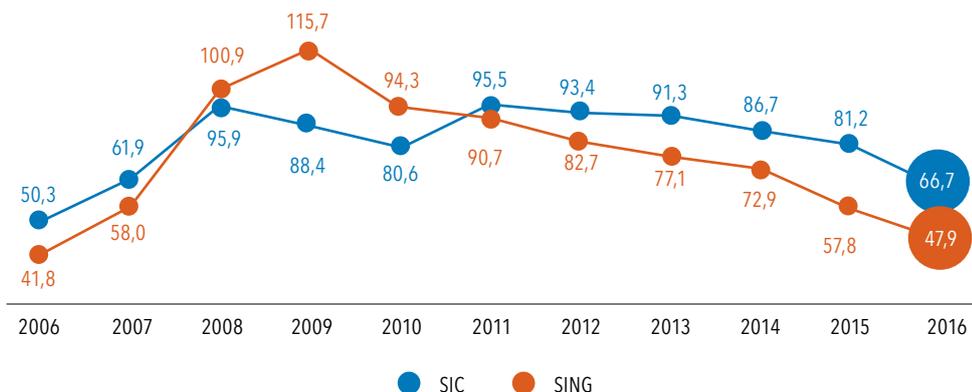
7,9% 69% 5,4%
2015 2006 TCAC

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 2016 en el SIC fue 66,7 USD/MWh, un 18% menor a 2015 pero con una Tasa de Crecimiento Anual Compuesto (TCAC) de 2,9% desde el 2006. Por su parte, el precio nudo de energía del SING fue de 47,9 USD/MWh, un 17% menor respecto de 2015 pero con una TCAC de 1,4% entre 2006 y 2016.

EVOLUCIÓN PRECIO NUDO DE ENERGÍA ENTRE LOS AÑOS 2006-2016 EN USD/MWh



Fuente: CNE

VARIACIÓN DEL PRECIO NUDO DE ENERGÍA NOMINAL EN USD/kWh

2016

SIC

66,7

▼ -18% ▲ 33% ▲ 2,9%
2015 2006 TCAC

SING

47,9

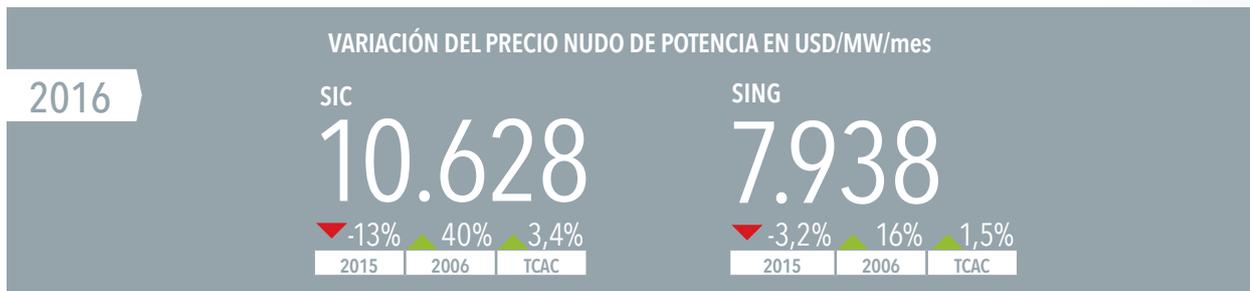
▼ -17% ▲ 15% ▲ 1,4%
2015 2006 TCAC

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 2016 para el SIC fue de 10.628 USD/MW/mes, un 13% menor que en 2015, con una TCAC de 3,4% entre 2006 y 2016. En el caso del SING fue de 7.938 USD/MW/mes, lo que supone un 3,2% menor al registrado en el año 2015, pero con una TCAC de 1,5% desde 2006

EVOLUCIÓN PRECIO NUDO DE POTENCIA ENTRE LOS AÑOS 2006-2016 EN USD/MW/mes



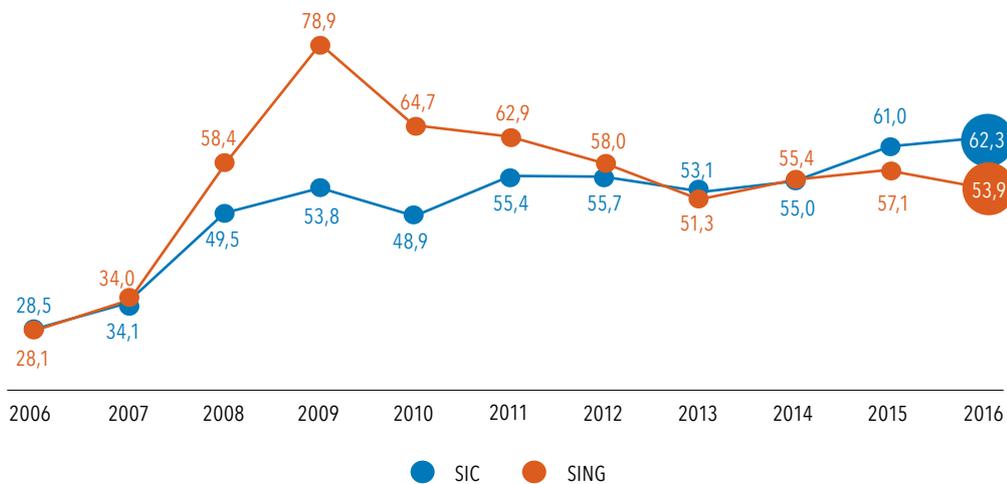
Fuente: CNE



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 2006-2016 EN \$/kWh



Fuente: CNE

2016

VARIACIÓN PRECIO MEDIO DE MERCADO \$/kWh

SIC

62,3

2,2% x2,2 8,1%
2015 2006 TCAC

SING

53,9

-5,6% 92% 6,1%
2015 2006 TCAC

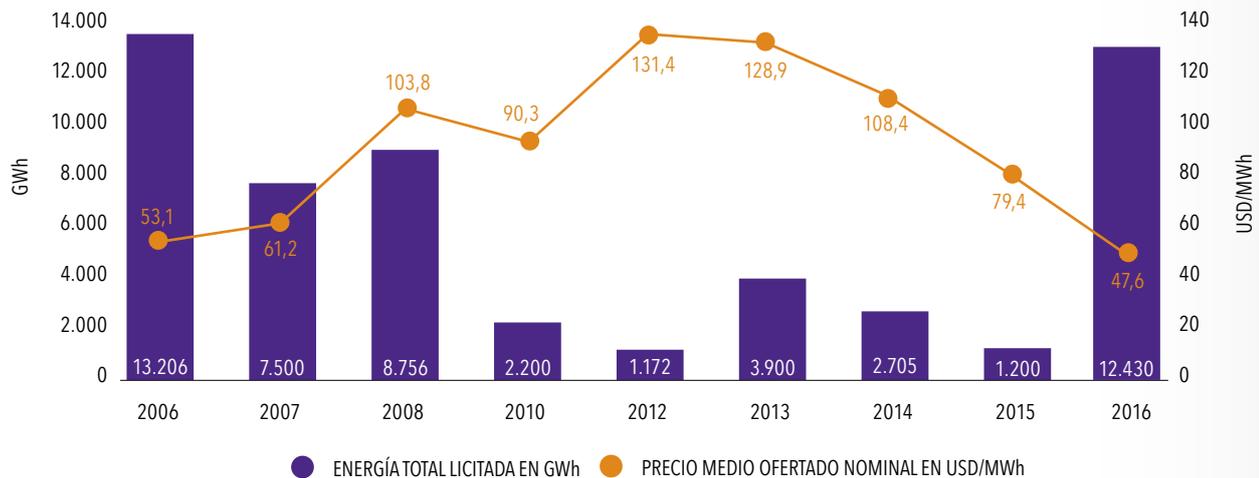
11. PRECIOS LICITACIONES

Cumpliendo con el objetivo planteado en la Agenda de Energía, el año 2016 el Gobierno realizó un exitoso proceso de licitación de suministro eléctrico para clientes regulados, reduciendo en un 63% el precio medio de adjudicación respecto de la licitación del año 2013, logrando la participación récord de 84 empresas oferentes y la incorporación de las 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.

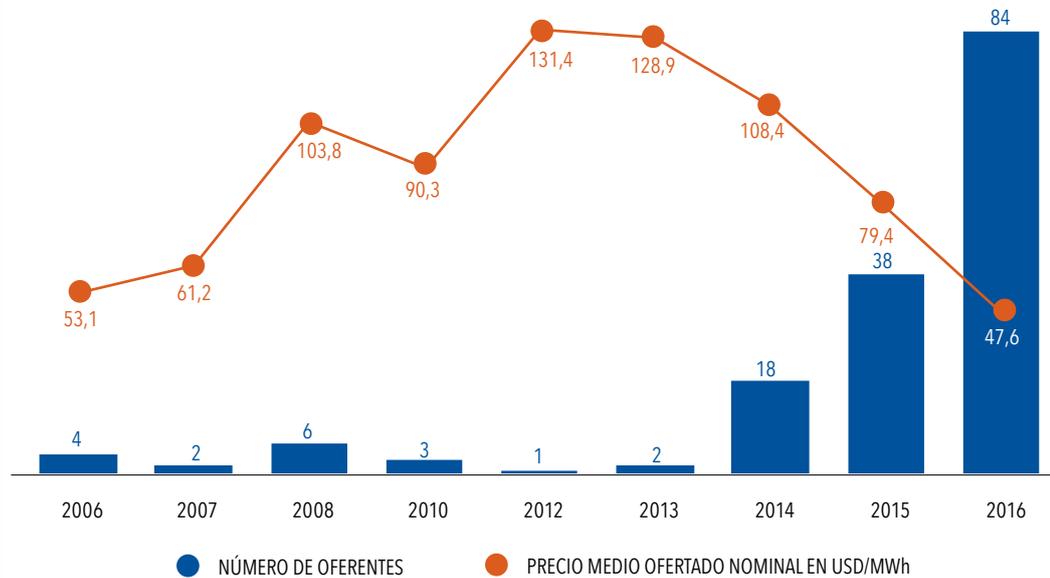
EVOLUCIÓN PRECIOS OFERTADOS EN LICITACIONES DE ENERGÍA



Fuente: CNE

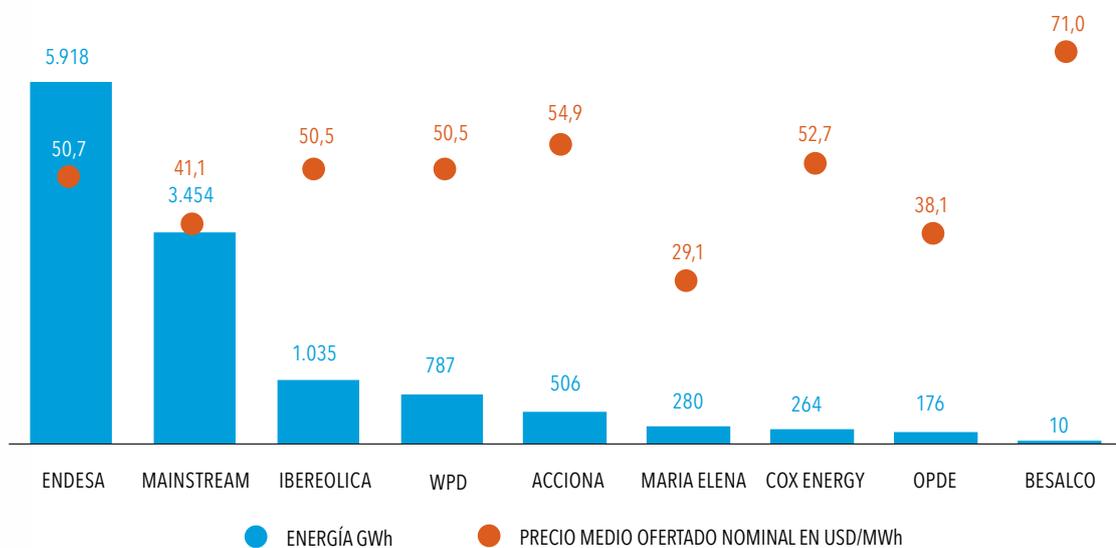
2016	ENERGÍA TOTAL LICITADA EN GWh	PRECIO OFERTADO MEDIO NOMINAL EN USD/MWh
	12.430	47,6
	▲ x10,4 (2015) ▲ x3,2 (2013) ▼ -5,9% (2006)	▼ -40% (2015) ▼ -63% (2013) ▼ -10% (2006)

EVOLUCIÓN DE CANTIDAD DE OFERENTES Y PRECIO MEDIO NOMINAL OFERTADO



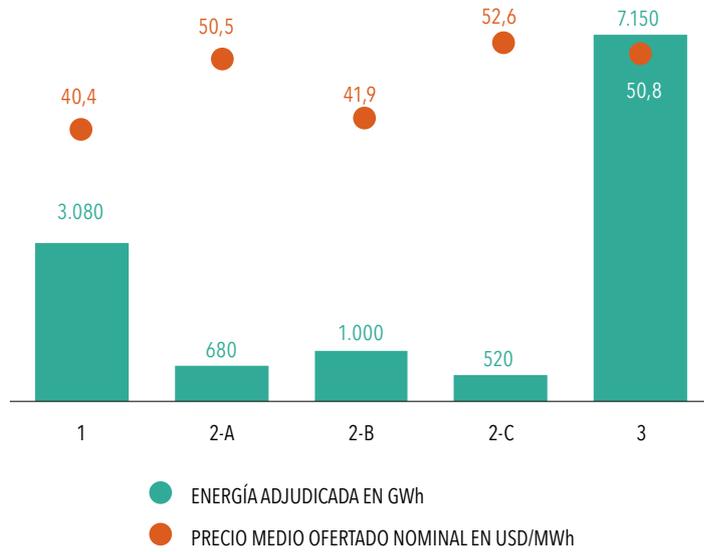
Fuente: CNE

ENERGÍA ADJUDICADA POR EMPRESA Y PRECIO NOMINAL DE ADJUDICACIÓN



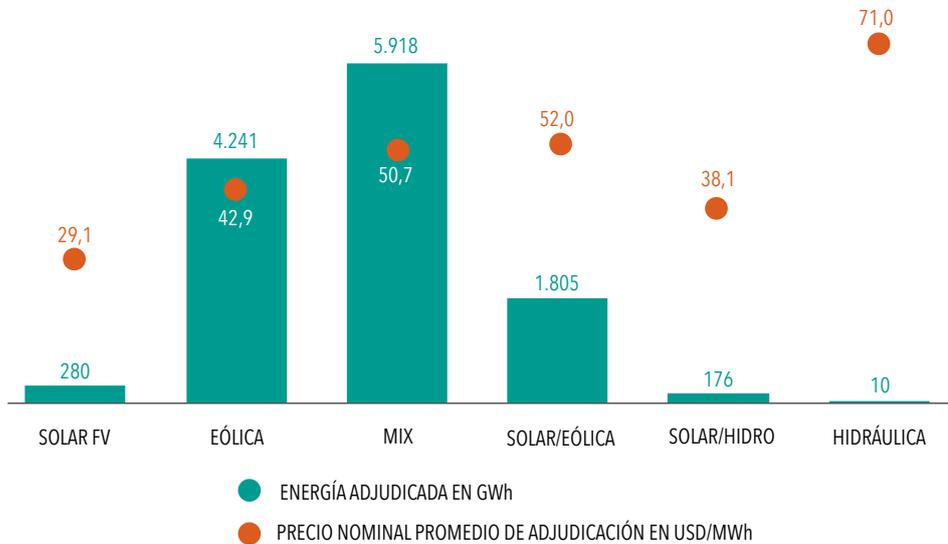
Fuente: CNE

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



Fuente: CNE

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

2016

SIC

60,8

▼7,8% 3,7% 1,8%
DIC. 2015 DIC. 2014 TCAC

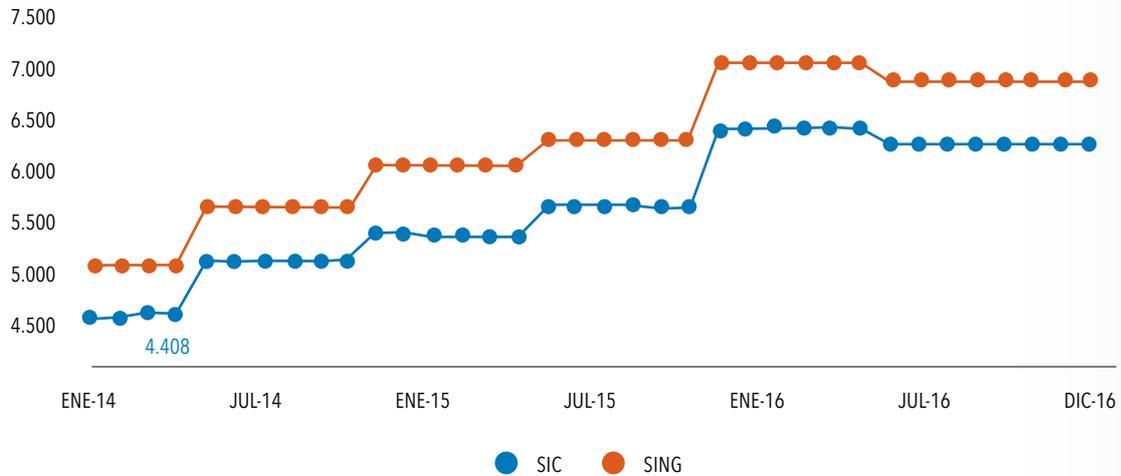
SING

50,8

▼6,0% ▼29% ▼15,6%
DIC. 2015 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 2016 EN \$/kW

2016

SIC
6.254
 ▼ -2,2% ▲ 16% ▲ 7,7%
 DIC. 2015 | DIC. 2014 | TCAC

SING
50,8
 ▼ -2,4% ▲ 14% ▲ 6,7%
 DIC. 2015 | DIC. 2014 | TCAC

13. SSMM PRECIO MONÓMICO

De acuerdo a 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 2016:

TABLA DE PRECIO NUDO VIGENTE PARA SISTEMAS MEDIANOS Y VARIACIÓN ANUAL EN \$/kWh Y EN \$/kW-mes

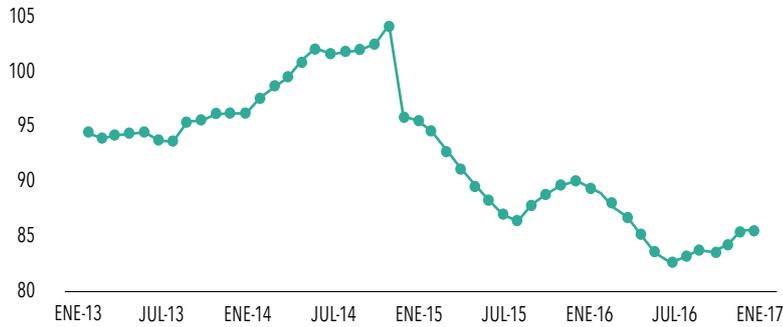
1 DE NOVIEMBRE DE 2016				1 DE NOVIEMBRE DE 2015						
DETALLE PRECIO NUDO VIGENTE PARA SISTEMAS MEDIANOS AL 1 NOV 2016		PNE	PNP	PMON	VARIACIÓN DE PRECIOS NUDO EN LOS SISTEMAS MEDIANOS			PNE	PN	PMON
CONTIENE LOS PRECIOS DE NUDO, POR BARRA DE RETIRO, VIGENTES AL MES DE NOVIEMBRE DE 2016		\$/kWh	\$/kW-mes	\$/kWh	CONTIENE LA VARIACIÓN ENTRE NOVIEMBRE 2016 Y NOVIEMBRE 2015					
C-H	COCHAMÓ	109	14.726	140	C-H	COCHAMÓ	-14%	1,2%	-11%	
	HORNOPIRÉN	102	9.310	122	C-H	HORNOPIRÉN	-7,4%	-0,3%	-6,3%	
	AYSÉN 23	56	7.689	72	C-H	AYSÉN 23	-7,9%	-0,5%	-6,3%	
AYSÉN	PALENA 23	59	10.894	82	AYSÉN	PALENA 23	0,1%	0,1%	0,1%	
	GENERAL CARRERA 23	70	14.933	101	AYSÉN	GENERAL CARRERA 23	-12%	1,2%	-8,1%	
	PUNTA ARENAS 13,2	44	10.424	66	AYSÉN	PUNTA ARENAS 13,2	2,6%	-0,6%	1,5%	
MAGALLANES	PUERTO NATALES 13,2	64	5.864	76	MAGALLANES	PUERTO NATALES 13,2	1,8%	0,0%	1,5%	
	PORVENIR 13,2	59	7.403	75	MAGALLANES	PORVENIR 13,2	2,0%	0,9%	1,8%	
	PUERTO WILLIAMS	181	14.056	210	MAGALLANES	PUERTO WILLIAMS	-8,3%	1,3%	-7,1%	

Fuente: CNE

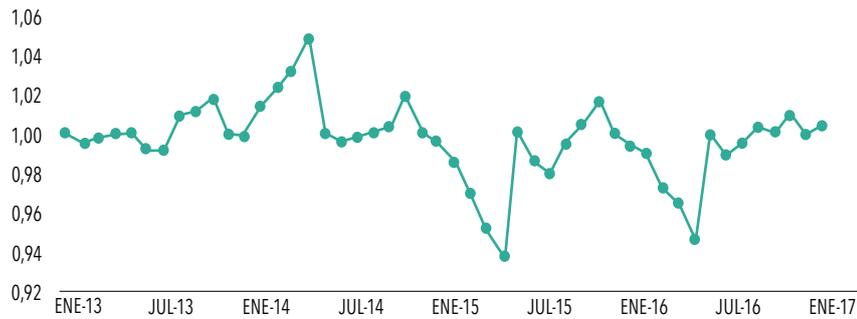
*: Monto total que equivale a un precio único por concepto de venta o compra de energía y potencia. Es igual al ingreso o costo total por venta o compra de energía y potencia dividido por la energía total vendida o comprada.

En los siguientes gráficos se presentan, 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

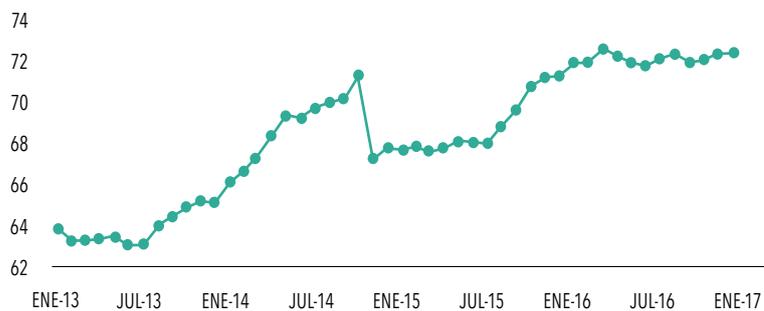
DIC 2016

85,37

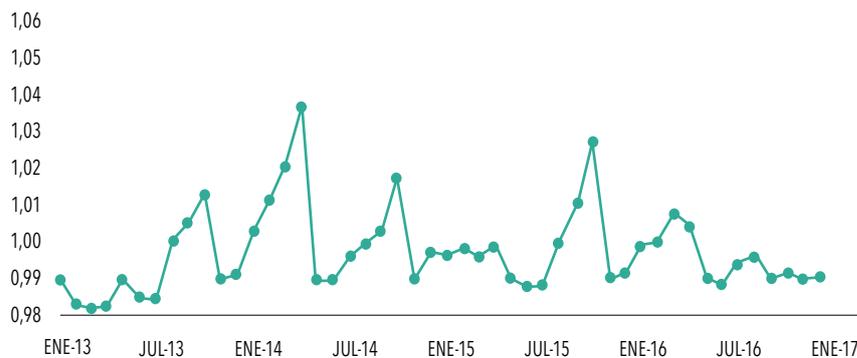
▼4,3% ▼10,7% ▼0,4%
DIC. 2015 | NOV. 2014 | TCMC*

*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

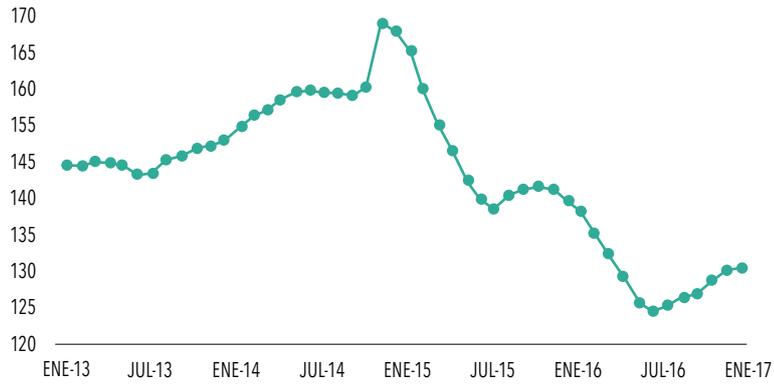
DIC 2016

72,35

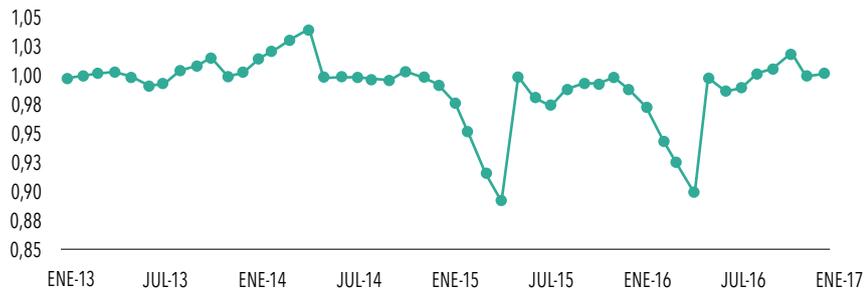
▲ 1,4%	▲ 7,6%	▲ 0,3%
DIC. 2015	NOV. 2014	TCMC*

*: 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

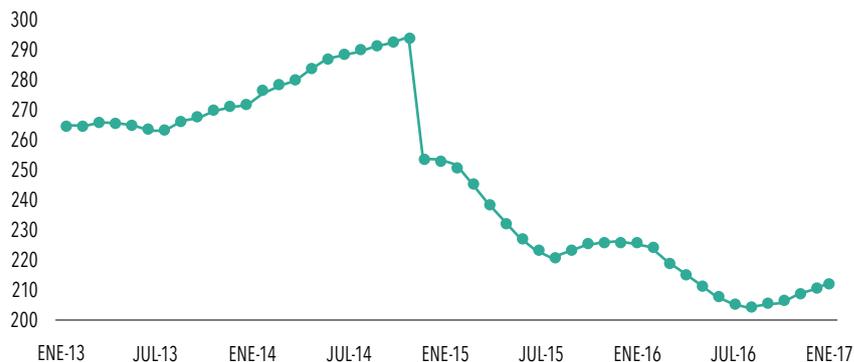
VARIACIÓN PRECIO MONÓMICO COCHAMÓ-HORNOPIRÉN EN \$/kWh

DIC 2016

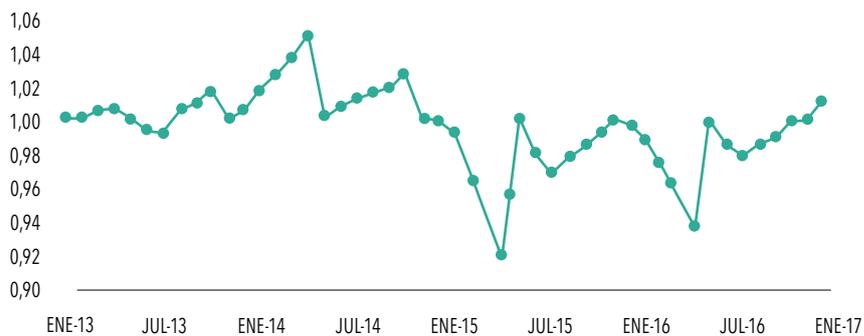
131,38

▼-7,8% ▼-21,9% ▼-0,9%
 DIC. 2015 NOV. 2014 TCMC*

EVOLUCIÓN PRECIO MONÓMICO PUERTO WILLIAMS EN \$/kWh



EVOLUCIÓN INDEXADOR PRECIO MONÓMICO PUERTO WILLIAMS



Fuente: CNE

VARIACIÓN PRECIO MONÓMICO PUERTO WILLIAMS EN \$/kWh

DIC 2016

212,26

▼-5,9% ▼-16,3% ▼-0,7%

DIC. 2015	NOV. 2014	TCMC*
-----------	-----------	-------

14. INDEXADORES DEL VAD POR ÁREA TÍPICA DE DISTRIBUCIÓN (ATD)

El Valor Agregado de Distribución (VAD) es fijado cada cuatro años por el Ministerio de Energía, previo informe técnico de la CNE, y corresponde al costo medio de inversión, administración, mantenimiento y funcionamiento de las redes de distribución eléctrica, calculado sobre la base de una empresa modelo eficiente operando en el país. El VAD tiene un componente fijo y un componente variable, ambos establecidos en el artículo 182 de la “Ley General de Servicios Eléctricos” (LGSE). En las Tarifas Eléctricas Reguladas a nivel de Distribución, la indexación de los Costos de Distribución en Alta Tensión (CDAT) y los Costos de Distribución en Baja Tensión (CDBT) se realiza mensualmente y considera la variación de los siguientes indicadores:

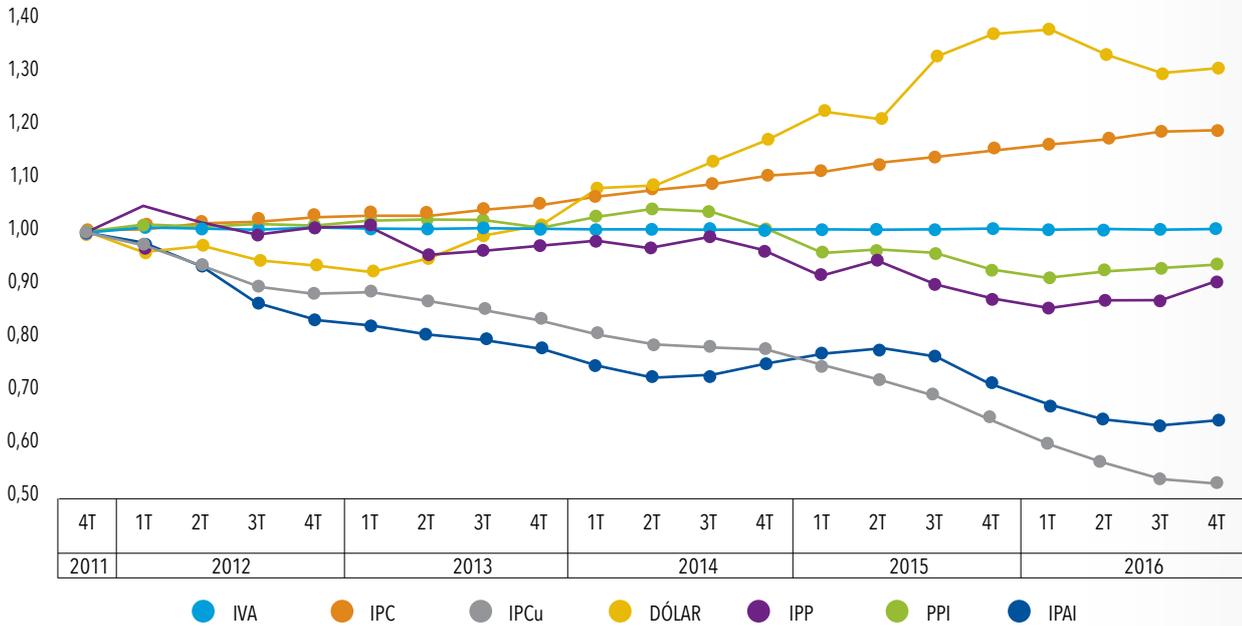
- IPC** Índice de Precios al Consumidor: es publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE) y corresponde al segundo mes anterior a aquel mes en que las tarifas resultantes serán aplicadas.
- USD** Dólar Observado: corresponde al índice de productos importados, y es calculado como $D = Tc \times (1 + Ta)$, siendo Tc el Tipo de Cambio observado para el dólar (Dólar Observado) de los Estados Unidos de Norteamérica, publicado por el Banco Central de Chile, y del cual se utiliza el valor promedio del segundo mes anterior a aquel en que las tarifas serán aplicadas; y siendo, por otra parte, Ta la 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.
- IPAI** Índice de Precio del Aluminio: es expresado en centavos de dólar por libra (¢USD/lb) y se calcula como el promedio aritmético del precio nominal medio mensual de doce meses de la libra de aluminio en la Bolsa de Metales de Londres. Dicho precio nominal es calculado por la Comisión Chilena del Cobre (Cochilco) y publicado en su “Boletín Mensual”. Para estos efectos, el índice corresponderá al promedio de los doce meses anteriores al tercer mes anterior a aquel mes en que las tarifas resultantes serán aplicadas.
- IPCu** Índice de Precio del Cobre: Índice de precio del cobre, expresado en centavos de dólar por libra (¢USD/lb), calculado como el promedio aritmético del precio nominal medio mensual de doce meses de la libra de cobre refinado en la Bolsa de Metales de Londres. Dicho precio nominal es calculado por la Comisión Chilena del Cobre (Cochilco) y publicado en su “Boletín Mensual”. Para estos efectos, el índice corresponderá al promedio de los doce meses anteriores al tercer mes anterior a aquel mes en que las tarifas resultantes serán aplicadas.
- IPP** Índice de Precios al Productor de Industrias (IPP): publicado por el INE, correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que las tarifas resultantes serán aplicadas.
- PPI** 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 segundo mes anterior a aquel mes en que las tarifas resultantes serán aplicadas.

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	Emelari, Eliqsa, Chilquinta, Conafe, Emelectric, Edelmag
4	Litoral, EEC, Saesa, Edecsa, Enelsa
5	Emelca, Tilttil, Coopelan, Frontel, Emetal, Luzlinares, Luzparral, Cooprel, Luz Osorno
6	Coopersol, Edelaysén, Codiner, Copelec, Coelcha, Socoepea, CRELL, Sasipa

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.

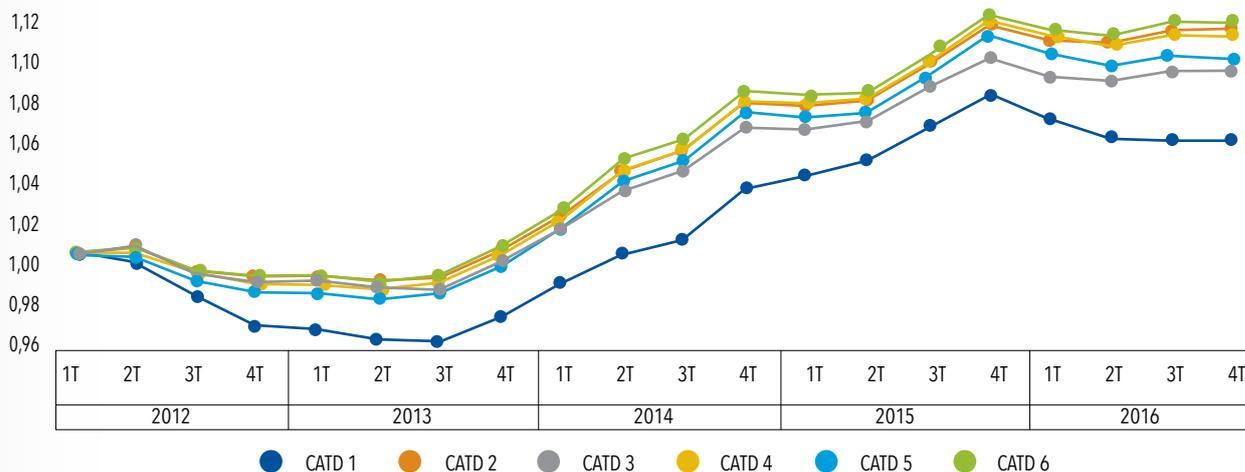
EVOLUCIÓN PARÁMETROS DE INDEXACIÓN VAD (BASE 4T 2011 = 100)



Fuente: CNE



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



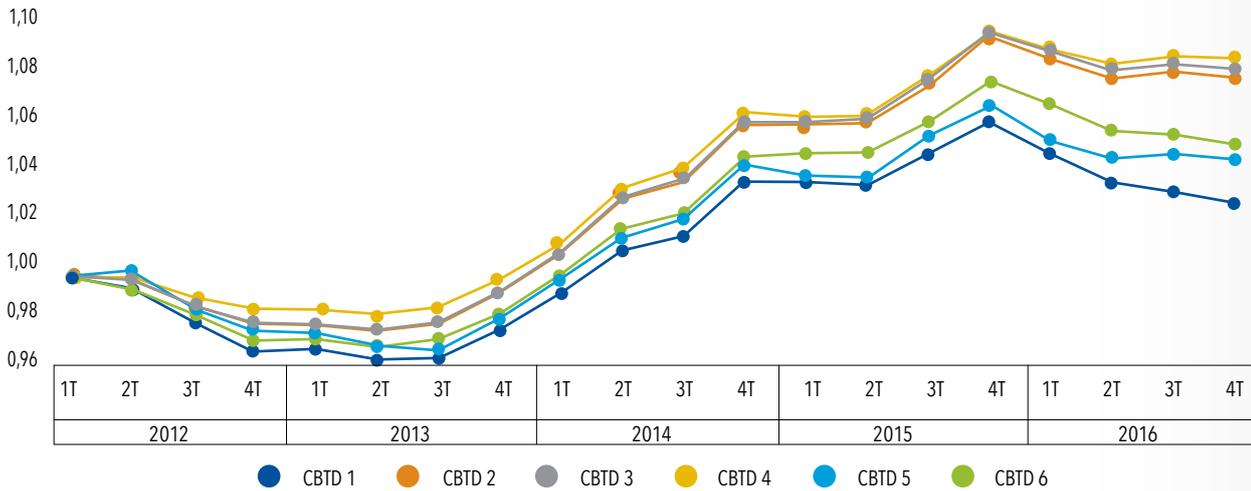
Fuente: CNE

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

2016



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



Fuente: CNE

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

2016

CDBT 1

7.177

▼ -0,2% 2015 ▲ 4,5% 2006 ▲ 0,4% TCAC

CDBT 2

8.512

▼ -0,2% 2015 ▲ 7,7% 2006 ▲ 0,7% TCAC

CDBT 3

12.444

▼ -0,2% 2015 ▲ 8,0% 2006 ▲ 0,8% TCAC

CDBT 4

13.458

▼ -0,1% 2015 ▲ 8,3% 2006 ▲ 0,8% TCAC

CDBT 5

25.081

▼ -0,5% 2015 ▲ 2,8% 2006 ▲ 0,3% TCAC

CDBT 6

23.817

▼ -0,3% 2015 ▲ 5,0% 2006 ▲ 0,5% TCAC

15. CUENTA TIPO POR SISTEMA BT1 / AT4.3

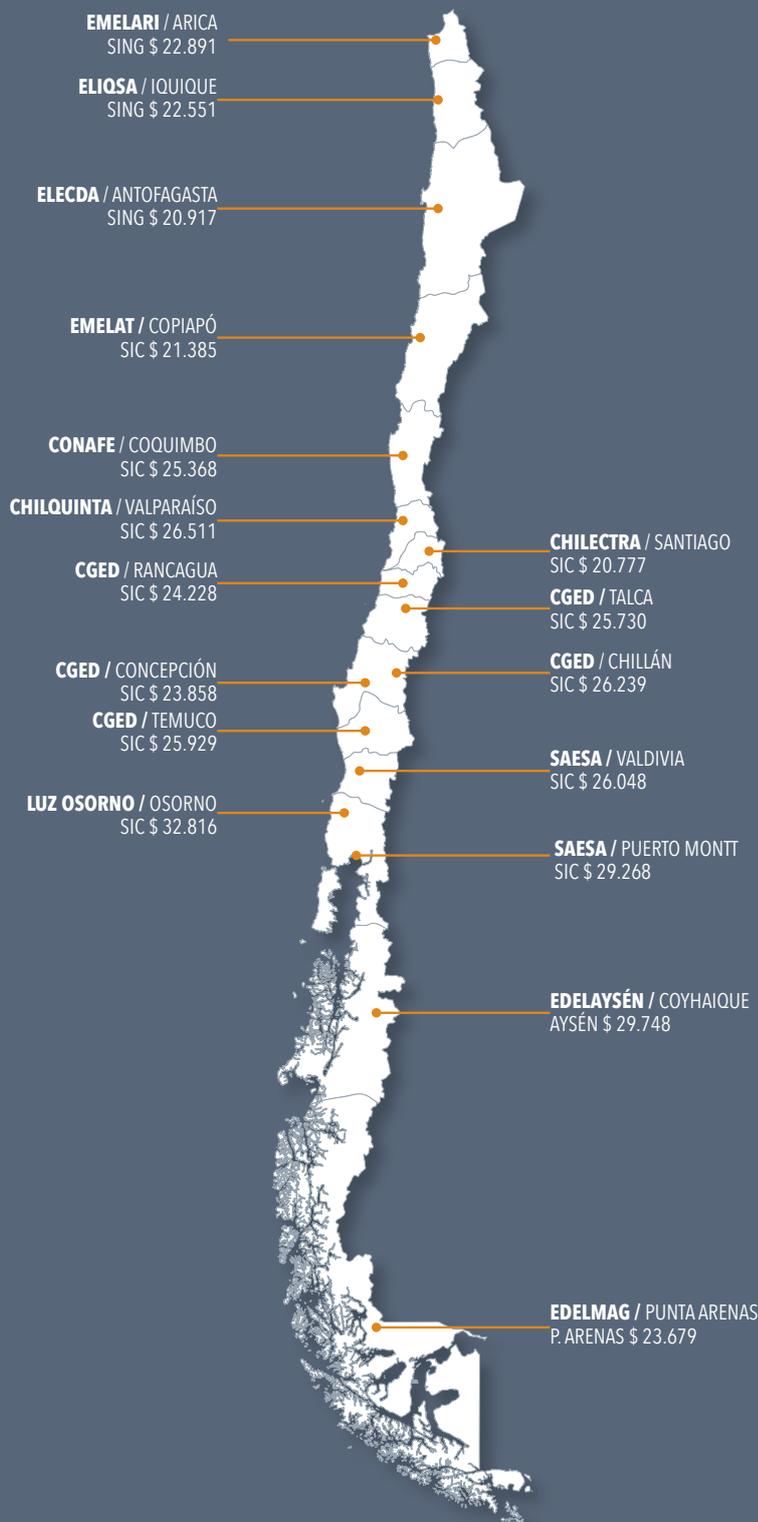
CUENTA TIPO BT 1 2015

Los precios* y cuentas tipo son calculados al 1 de diciembre de 2016, tomando como referencia el Decreto 1T/2012, que fija las tarifas de suministro eléctrico de Distribución; el Decreto 17T/2016, 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 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 promedio por capital regional correspondientes a las tarifas BT1 y AT4.3, las más representativas del cliente residencial e industrial, respectivamente.

La cuenta tipo considera un consumo de 150 kWh para la opción tarifaria BT1 y 169.003 kWh para la opción tarifaria AT4.3.

*Todos los valores de precios presentados incluyen IVA.



**CUENTA TIPO
AT 4.3 2015**


Fuente: CNE

16. DEMANDA POR CLIENTES REGULADOS

De acuerdo con lo definido en la Ley General de Servicios Eléctricos, usuario o cliente es la persona natural o jurídica que acredite dominio sobre un inmueble o instalaciones que reciben servicio eléctrico. En este inmueble o instalación quedarán radicadas todas las obligaciones derivadas del servicio para con la empresa suministradora.

El cliente regulado es aquel cuya tarifa de suministro eléctrico es fijada por la autoridad, calculada según lo establecido en la normativa. Este segmento está integrado por clientes cuya potencia conectada sea igual o inferior a 5 MW, teniendo la posibilidad aquellos de potencia entre 500 kW y 5 MW, y que están ubicados en el área de concesión de una empresa distribuidora, de ser cliente libre.

A continuación se presenta la evolución de la demanda de los clientes regulados suministrados por empresas distribuidoras y desagregados por sistema interconectado para el periodo 2009-2016.

EVOLUCIÓN DEMANDA DE CLIENTES REGULADOS POR SISTEMA INTERCONECTADO ENTRE LOS AÑOS 2009 Y 2016 EN GWh



Fuente: CNE

VARIACIÓN DE ENERGÍA ANUAL POR SISTEMA EN GWh



TABLA DETALLE DE ENERGÍA ANUAL POR DISTRIBUIDORA EN GWh

SISTEMA INTERCONECTADO	EMPRESA DISTRIBUIDORA	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
SIC	CHILECTRA	8.998	9.445	9.935	10.593	11.226	11.594	11.869	11.962
	CGE DISTRIBUCIÓN	5.722	5.968	6.349	6.786	7.333	9.122	9.476	9.832
	CHILQUINTA	1.952	2.044	2.160	2.288	2.418	2.526	2.573	2.599
	SAESA	1.689	1.735	1.854	1.998	2.116	2.217	2.267	2.241
	CONAFE	1.377	1.458	1.496	1.592	1.693	1.810	1.820	1.878
	FRONTEL	799	815	867	924	970	1.022	1.060	1.060
	EMELAT	566	571	618	641	675	702	675	690
	EEPA	201	222	227	246	248	267	273	291
	COPELEC	115	114	125	130	144	157	169	186
	LUZ OSORNO	116	124	135	134	142	153	168	172
	LUZLINARES	86	95	103	107	114	125	129	139
	CEC	93	103	101	104	113	115	117	121
	LUZPARRAL	56	59	66	69	80	92	97	104
	LITORAL	69	71	72	80	85	91	95	102
	COOPELAN	64	70	82	84	87	88	94	98
	EEC	64	68	71	74	79	86	89	92
	CRELL	56	63	71	80	83	85	86	87
	CODINER	48	51	55	60	67	71	76	82
	COELCHA	38	42	48	52	53	57	59	63
	EDECSA	41	44	46	47	55	58	58	60
	COOPREL	30	31	33	32	36	38	42	45
	SOCOEPA	26	26	28	30	31	33	35	38
	ELECDA SIC	21	18	19	19	23	24	21	21
	EMELCA	12	14	15	15	15	15	16	17
	TIL-TIL	11	12	16	15	14	15	14	14
	LUZ ANDES	7	7	8	8	9	9	9	9
	ENELSA	49	51	49	51	46	0	0	0
EMETAL	85	96	111	121	124	0	0	0	
EMELECTRIC	1.016	1.029	1.112	1.160	1.232	0	0	0	
SING	ELECDA SING	706	749	790	858	908	959	974	991
	ELIQSA	379	432	466	485	500	507	524	523
	EMELARI	237	254	276	290	299	312	320	330
	COOPERSOL	0	0	1	1	1	1	2	2

*Desde noviembre 2014 EMELECTRIC ha sido disuelta, constituyéndose CGE Distribución en su sucesora legal.

*Desde noviembre 2014 EMETAL ha sido disuelta, constituyéndose CGE Distribución en su sucesora legal.

*Desde noviembre 2014 ENELSA ha sido disuelta, constituyéndose CONAFE en su sucesora legal.

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.



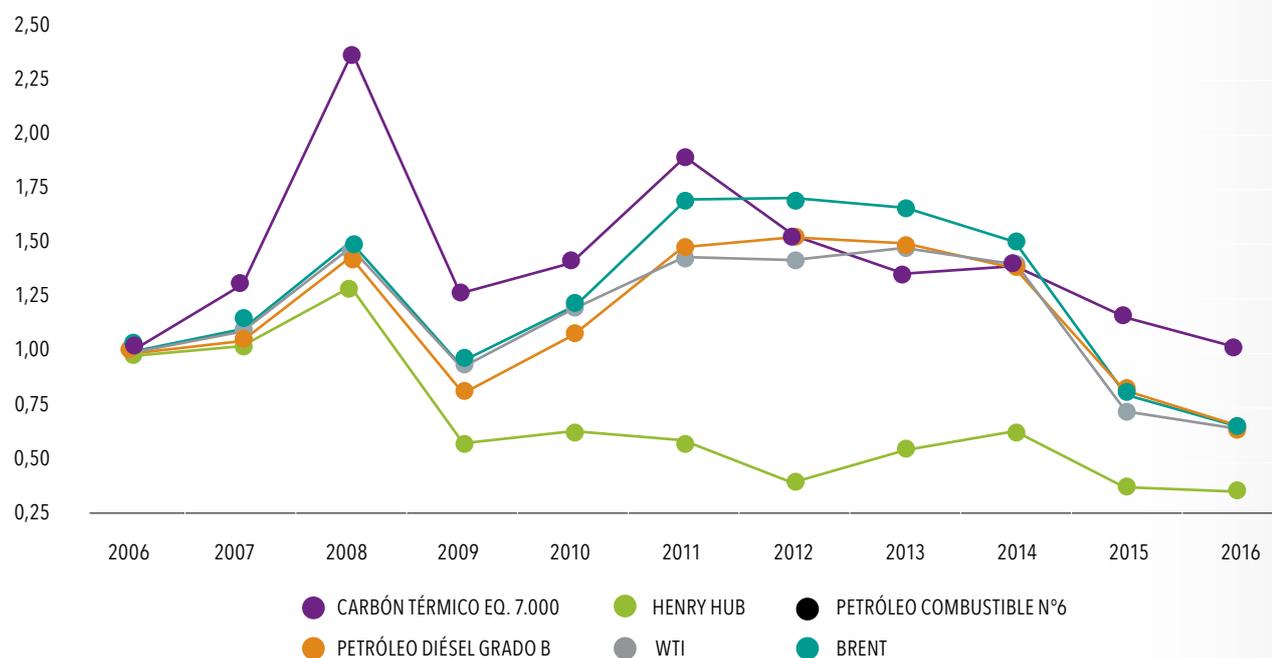
01. PRECIOS INTERNACIONALES DE COMBUSTIBLES REFERENCIA

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 2006, 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

2016

81,6

▼ -12% ▲ 3,1% ▲ 0,3%

Año	Var. %
2015	-12%
2006	3,1%
TCAC	0,3%

GAS NATURAL HENRY HUB SPOT US\$/MMBTU



GAS NATURAL HENRY HUB SPOT USD/MMBTu

2016

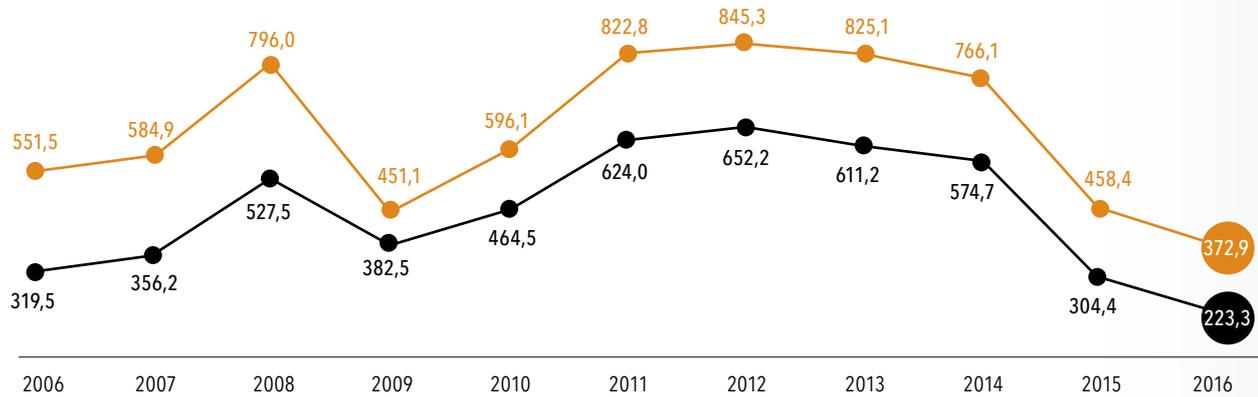
2,49

▼ -4,6% ▼ -63% ▼ -9,5%

Año	Var. %
2015	-4,6%
2006	-63%
TCAC	-9,5%

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 2006 Y 2016 EN USD/m³



VARIACIÓN DE LOS PRECIOS DE PETRÓLEO DIÉSEL GRADO B Y COMBUSTIBLE N°6 ENTRE LOS AÑOS 2006 Y 2016 EN USD/m³

2016

PETRÓLEO COMBUSTIBLE N°6

223,3

▼-27% ▼-30% ▼-3,5%

2015 | 2006 | TCAC

PETRÓLEO DIÉSEL GRADO B

372,9

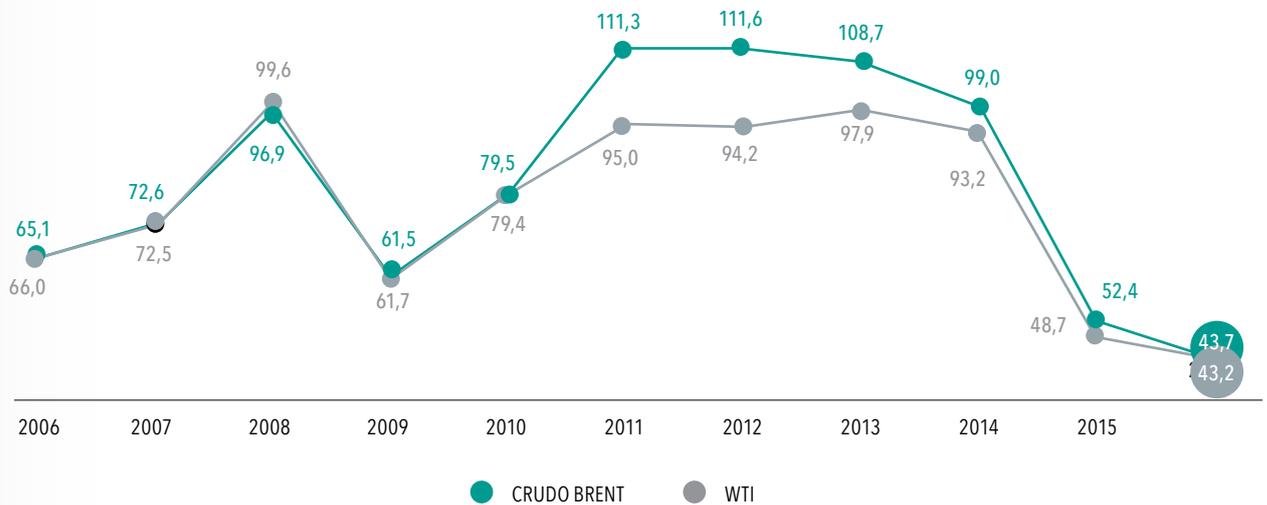
▼-19% ▼-32% ▼-3,8%

2015 | 2006 | 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

2016

CRUDO BRENT

43,7

▼-17% ▼-33% ▼-3,9%

2015 | 2006 | TCAC

WTI

43,2

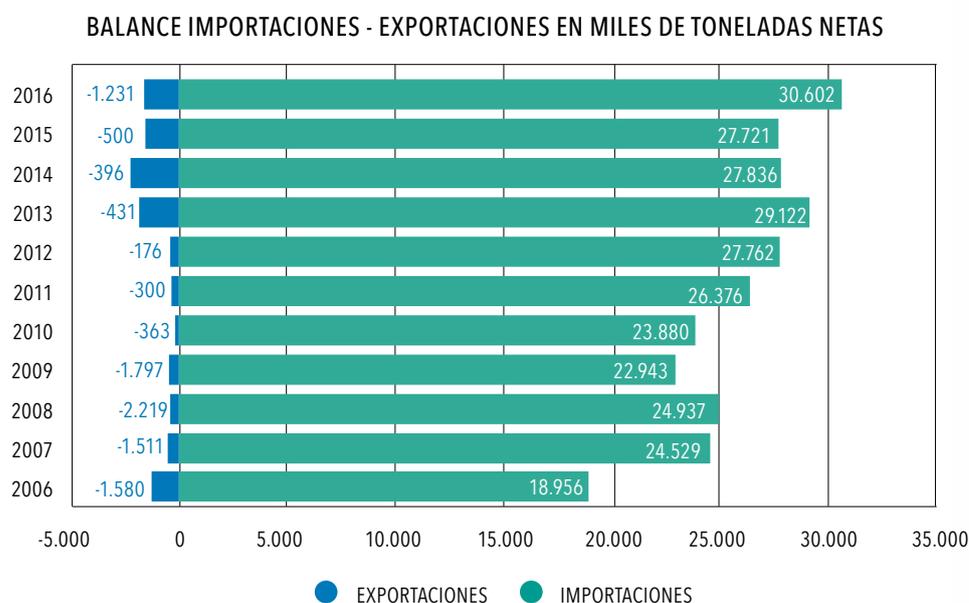
▼-11% ▼-34% ▼-4,1%

2015 | 2006 | TCAC

Fuente: CNE basado en información de International Coal Report

02. IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES DE COMBUSTIBLES

Detalle 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

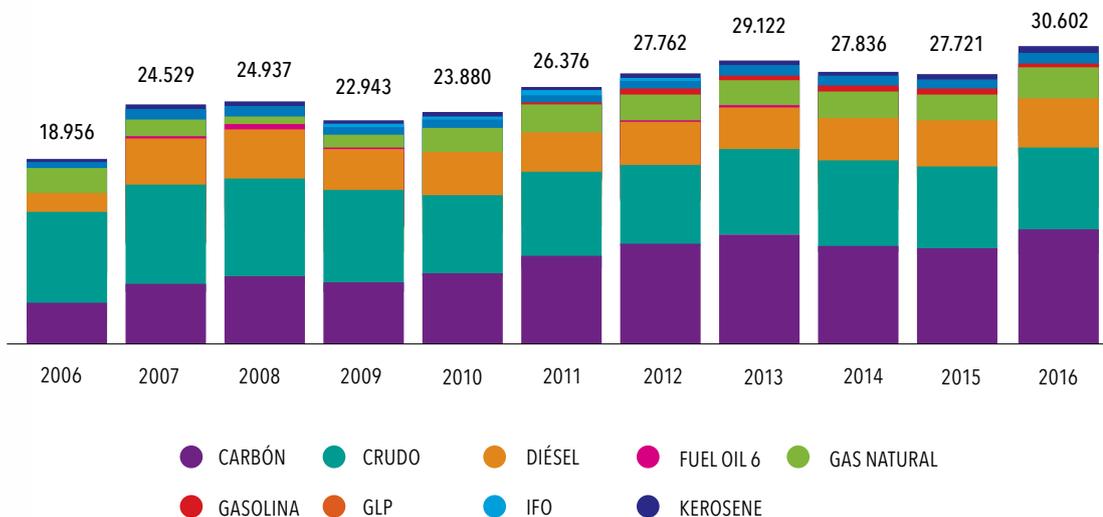
TABLA DETALLE DE LAS IMPORTACIONES REALIZADAS HACIA CHILE ENTRE LOS AÑOS 2006 Y 2016 EN MILES DE TONELADAS NETAS

IMPORTACIONES COMBUSTIBLE	MILES DE TONELADAS NETAS										
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
CARBÓN	4.421	6.290	7.082	6.400	7.366	9.116	10.426	11.284	10.182	9.873	11.901
CRUDO	9.347	10.095	10.012	9.554	7.993	8.642	8.075	8.941	8.884	8.462	8.418
DIÉSEL	1.886	4.808	5.007	4.223	4.548	4.064	4.495	4.264	4.375	4.765	5.042
FUELOIL 6	0	191	632	106	0	0	85	67	0	0	0
GAS NATURAL	2.615	1.887	844	1.217	2.446	2.936	2.707	2.682	2.633	2.683	3.251
GASOLINA	0	0	2	0	12	96	610	513	604	554	409
GLP	588	974	969	927	802	789	759	1.045	971	985	1.052
IFO	9	0	44	374	426	529	327	21	0	1	0
KEROSENE	89	285	344	142	286	203	277	305	187	398	530
TOTAL GENERAL	18.956	24.529	24.937	22.943	23.880	26.376	27.762	29.122	27.836	27.721	30.602

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

Fuente: Aduana - Comex

EVOLUCIÓN IMPORTACIONES A CHILE EN MILES DE TONELADAS NETAS



Fuente: Aduana - Comex

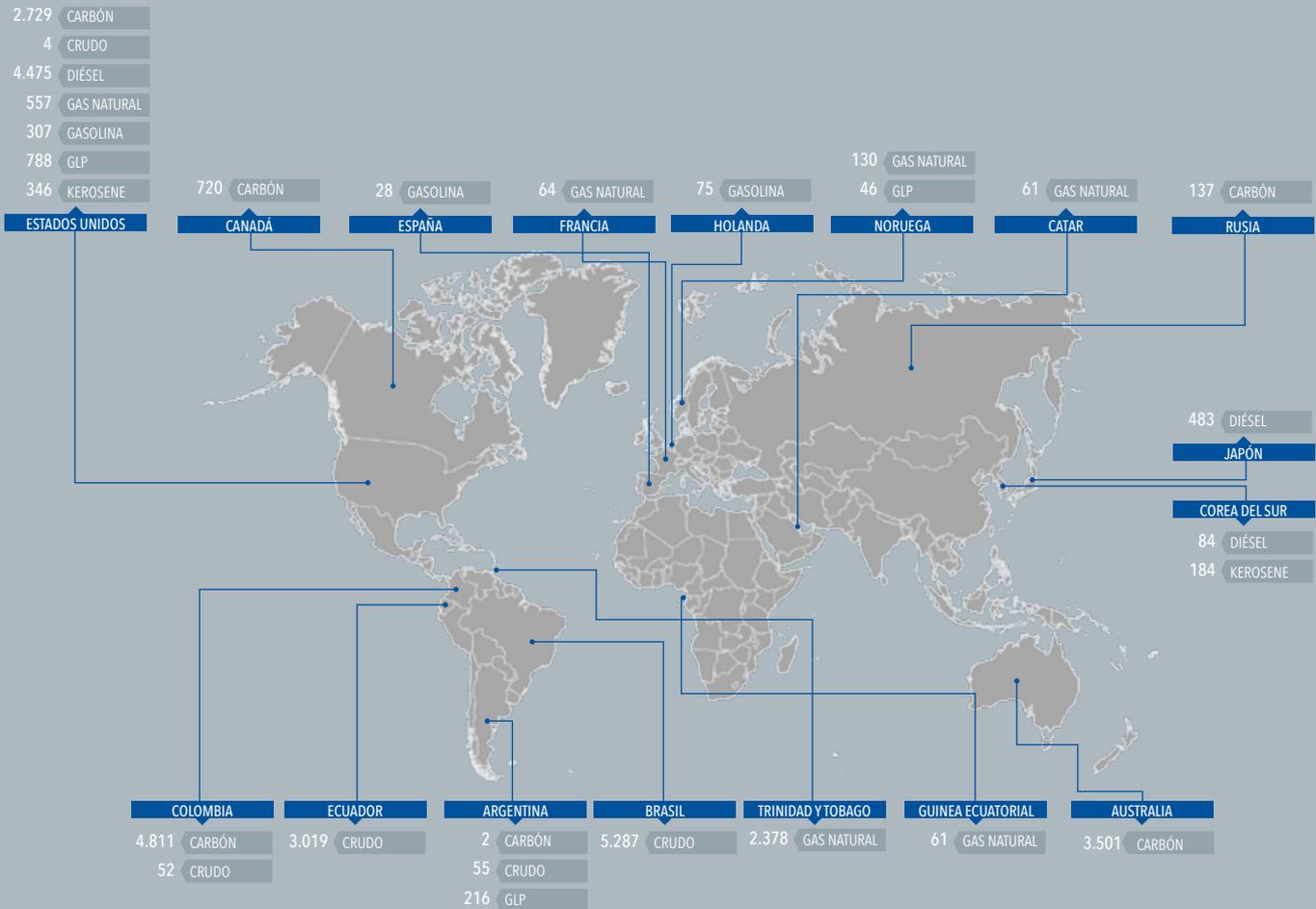
VARIACIÓN DE LAS IMPORTACIONES REALIZADAS HACIA CHILE ENTRE LOS AÑOS 2006 Y 2016 EN MILES DE TONELADAS NETAS

2016

30.602



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

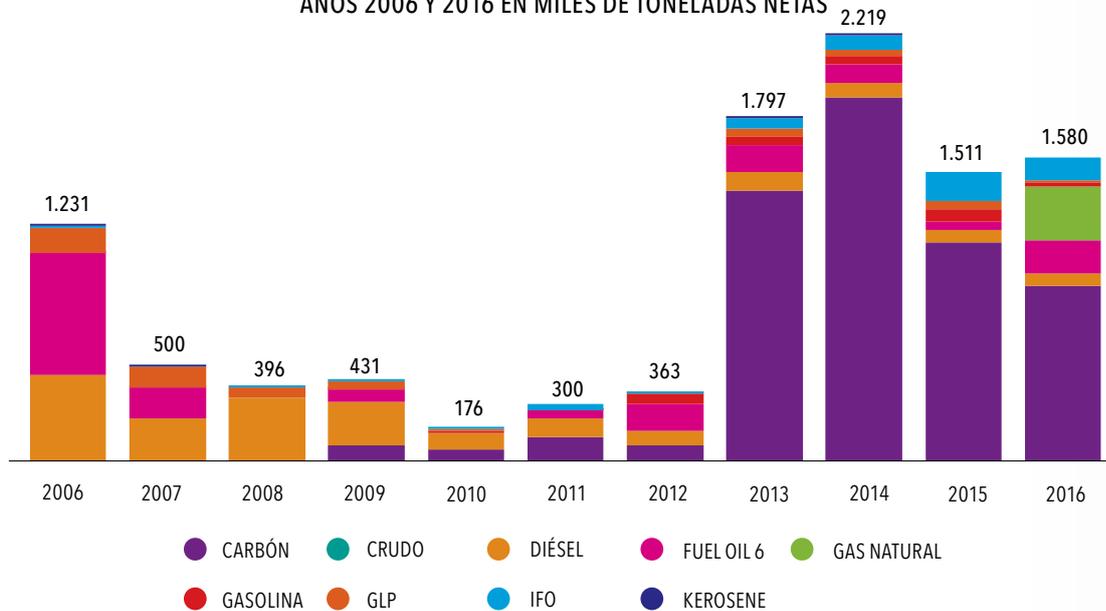
TABLA DETALLE DE LAS EXPORTACIONES REALIZADAS DESDE CHILE ENTRE LOS AÑOS 2006 Y 2016 EN TONELADAS NETAS

TIPO ARANCEL REPORTE	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
CARBÓN	0	0	0	88	65	128	90	1.415	1.893	1.143	911
CRUDO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIESEL	455	227	335	225	88	97	67	94	81	59	64
FUELOIL 6	636	157	0	65	0	40	144	137	90	47	181
GAS NATURAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	275
GASOLINA	0	0	0	2	4	1	51	40	48	65	22
GLP	128	115	56	35	18	0	2	52	35	38	13
IFO	11	0	5	17	0	35	9	54	72	159	115
KEROSENE	0	0	0	0	0	0	0	6	0	0	0
TOTAL GENERAL	1.231	500	396	431	176	300	363	1.797	2.219	1.511	1.580

Fuente: Aduana - Comex

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

EVOLUCIÓN DE LAS EXPORTACIONES REALIZADAS DESDE CHILE ENTRE LOS AÑOS 2006 Y 2016 EN MILES DE TONELADAS NETAS



Fuente: Aduana - Comex

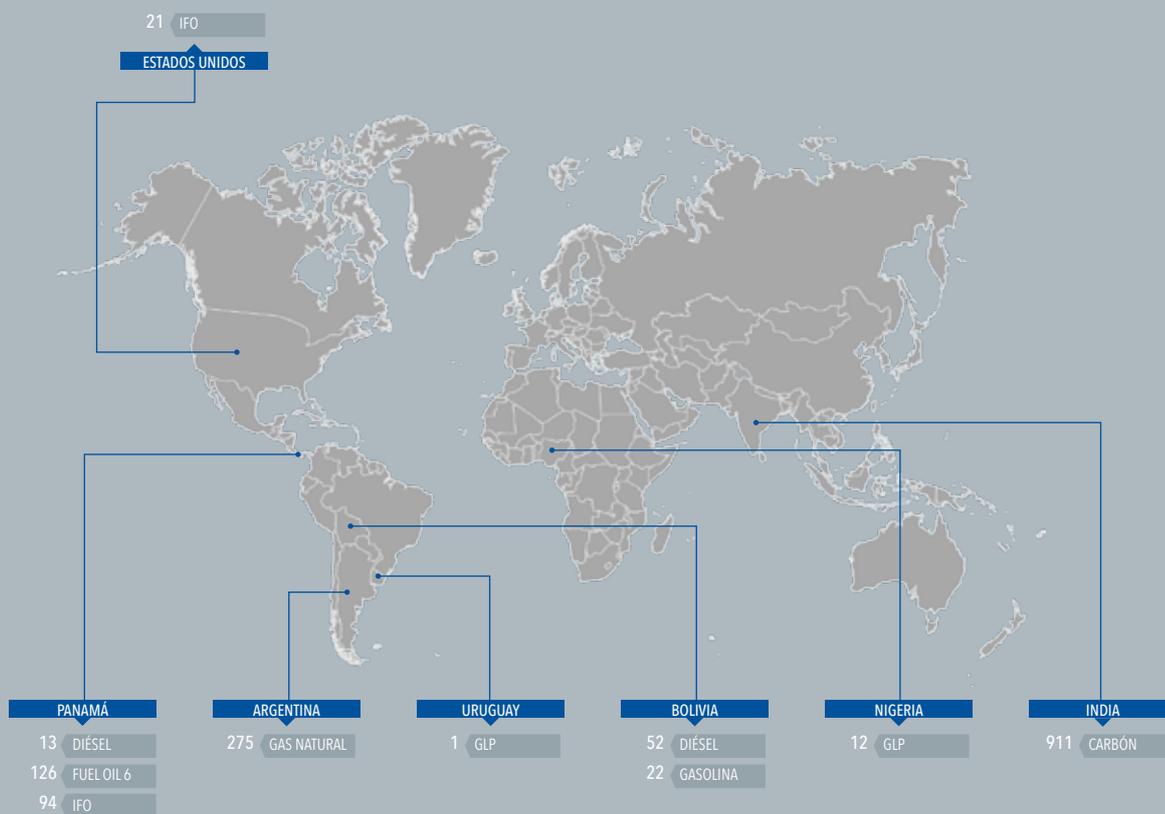
VARIACIÓN DE LAS EXPORTACIONES REALIZADAS DESDE CHILE ENTRE LOS AÑOS 2006 Y 2016 EN MILES DE TONELADAS NETAS

2016

1.580

▲ 4,5% ▲ 28% ▲ 2,5%
 2015 2006 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

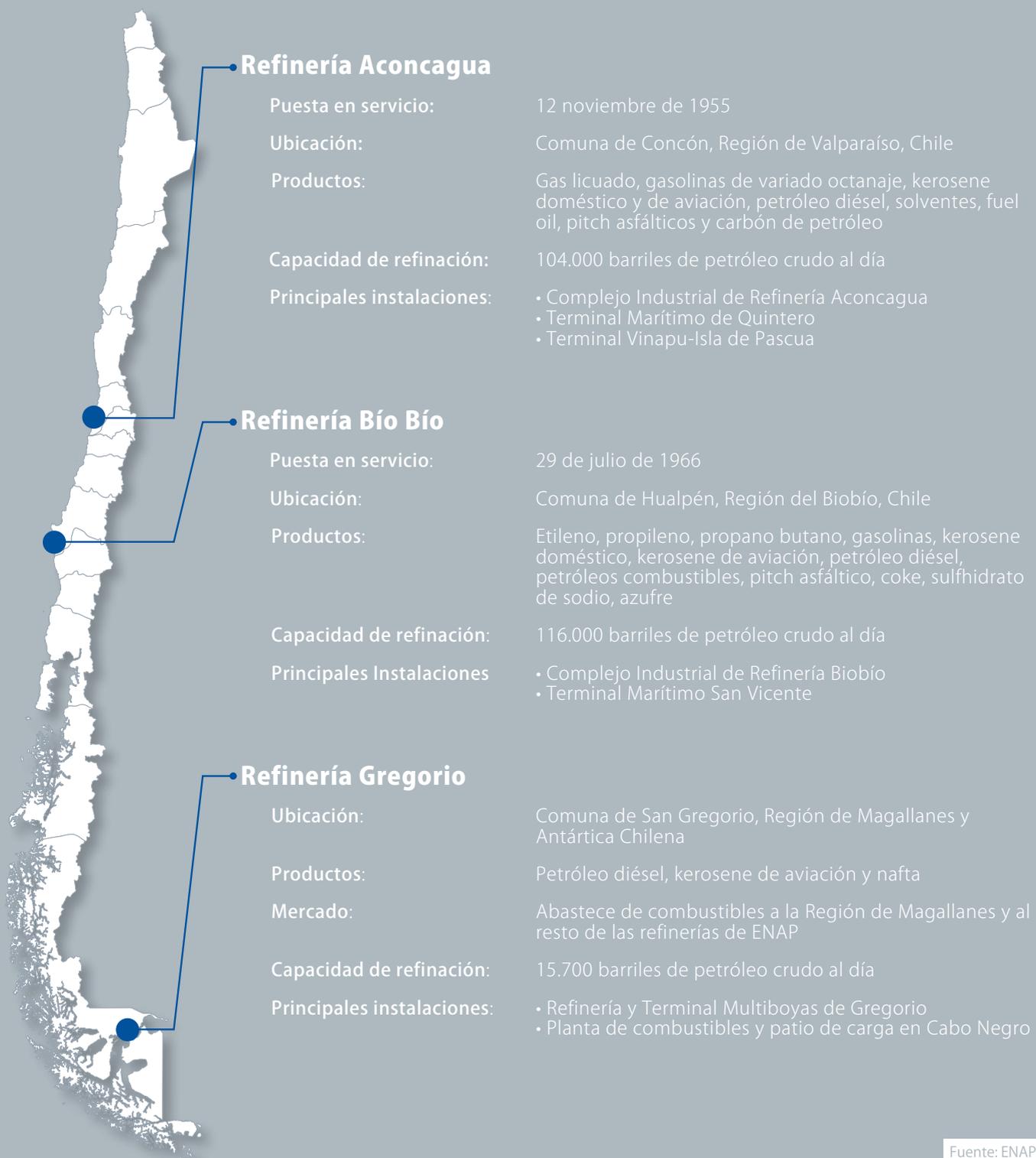
Fuente: Aduana - Comex

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 2016			
	m ³	MILES DE M ³ /AÑO	MILLONES BARRILES/AÑO 
ACONCAGUA	5.617	-3,1% ▼ 2015	35,3
BÍO BÍO	6.338	1,7% ▲ 2015	39,9
GREGORIO	374	12% ▲ 2015	2,3
TOTAL	12.329	-0,3% ▼ 2015	77,6

UNIDADES QUE COMPONEN LA CAPACIDAD DE REFINACIÓN EN CHILE



Fuente: ENAP

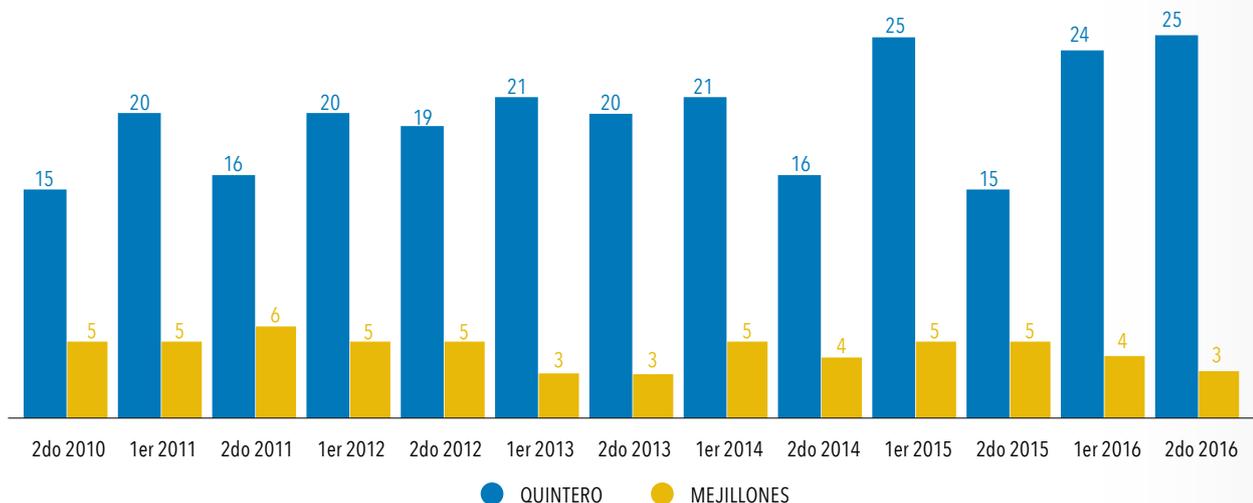
04. TERMINALES DE GAS NATURAL LICUADO

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°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.

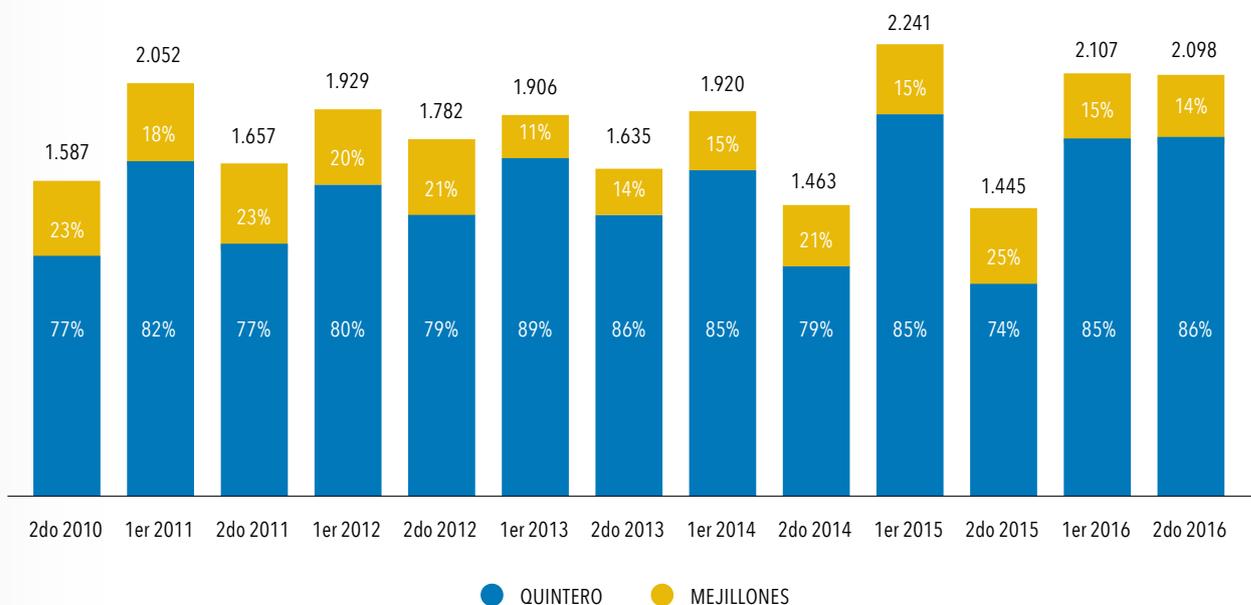
A continuación presentamos la evolución de la producción en ambos terminales.

EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE BARCOS DE GNL RECIBIDOS ENTRE EL SEGUNDO SEMESTRE DE 2010 Y EL SEGUNDO SEMESTRE DE 2016



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 2016 EN MILLONES DE METROS CÚBICOS

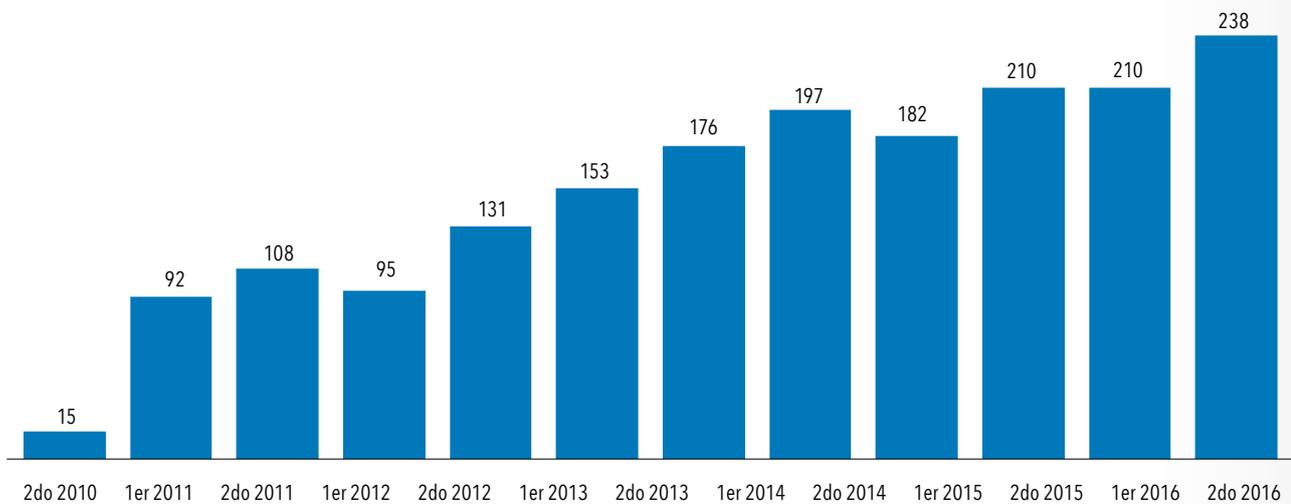


Fuente: GNL Quintero, GNL Mejillones

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



EVOLUCIÓN DE LA ENTREGA DE GNL EN EL TERMINAL QUINTERO A TRAVÉS DE CAMIONES CISTERNA ENTRE 2011 Y 2016 EN MILES DE METROS CÚBICOS



Fuente: GNL Quintero

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

2016

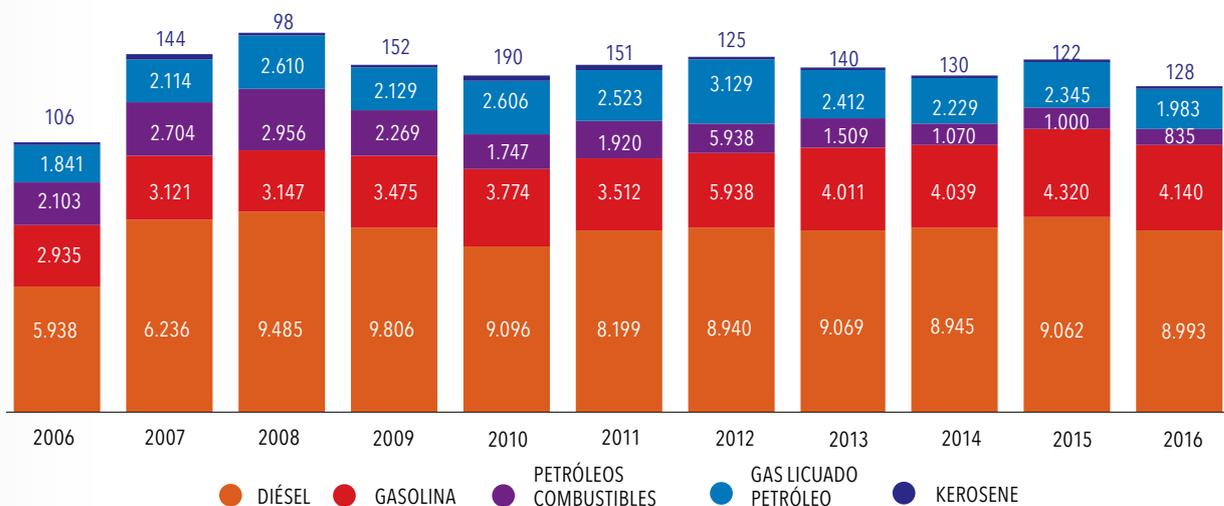
238



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.

EVOLUCIÓN VENTAS DE COMBUSTIBLES EN MILES DE METROS CÚBICOS



Fuente: CNE basado en información de ENAP

2016

DIÉSEL

8.993

▼6,5% 2015 ▲44% 2006 ▲3,7% TCAC

GASOLINAS

4.140

▼4,2% 2015 ▲41% 2006 ▲3,5% TCAC

P. COMBUSTIBLES

835

▼-17% 2015 ▼-60% 2006 ▼-8,8% TCAC

GAS LICUADO

1.983

▼-15% 2015 ▲7,7% 2006 ▲0,7% TCAC

KEROSENE D.

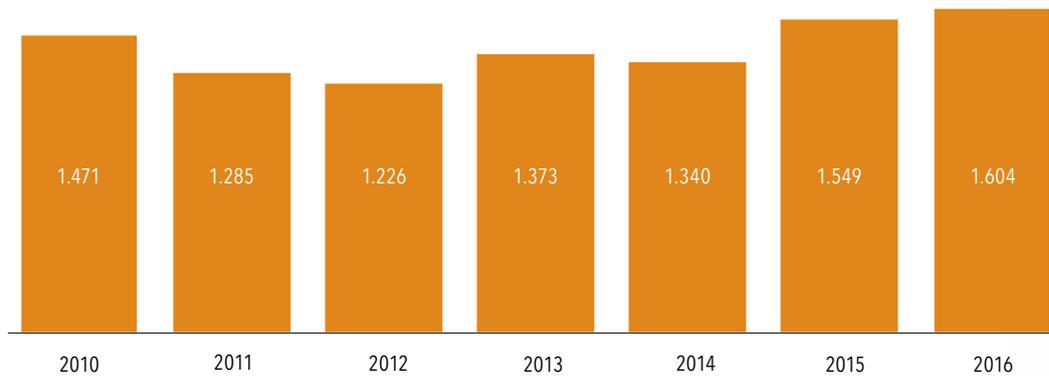
128

▲5,1% 2015 ▲21% 2006 ▲1,9% TCAC

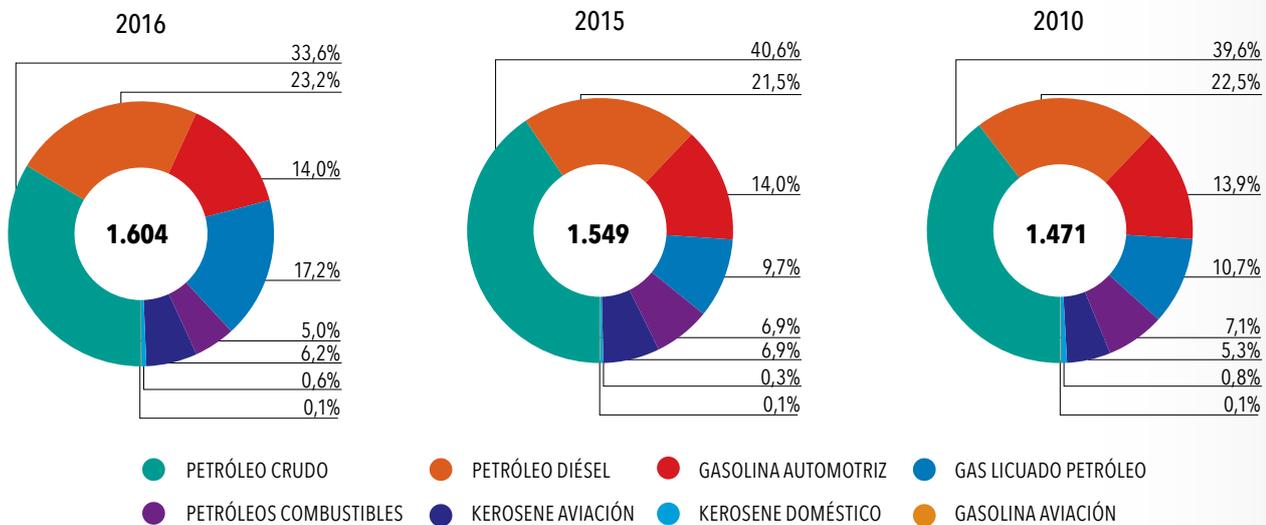
06. INVENTARIO DE COMBUSTIBLES

A continuación se presentan los niveles de inventario mensuales de combustibles (gasolina aviación, kerosene doméstico, petróleos combustibles, kerosene aviación, gasolina automotriz, gas licuado, petróleo diésel y petróleo crudo) en miles de m³ para todo el país. 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 2016 EN MILES DE METROS CÚBICOS

2016

1.604



PETRÓLEO CRUDO

539,2



PETRÓLEO DIÉSEL

372,2



GASOLINA AUTOMOTRIZ

226,1



GAS LICUADO PETRÓLEO

276,5



PETRÓLEOS COMBUSTIBLES

80,4



KEROSENE AVIACIÓN

99,6



KEROSENE DOMÉSTICO

9,7



GASOLINA AVIACIÓN

0,7

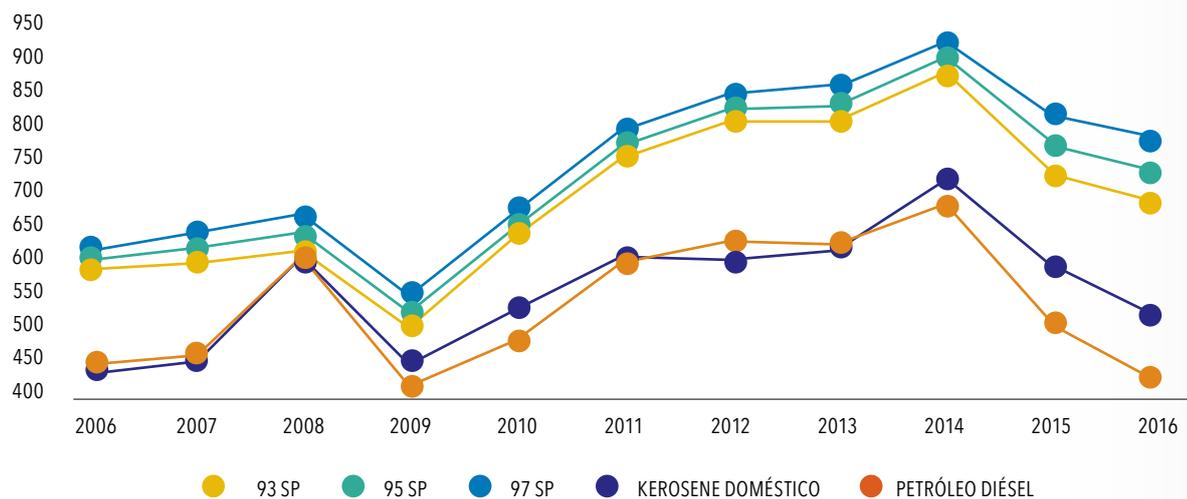


07. PRECIOS NACIONALES DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

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.

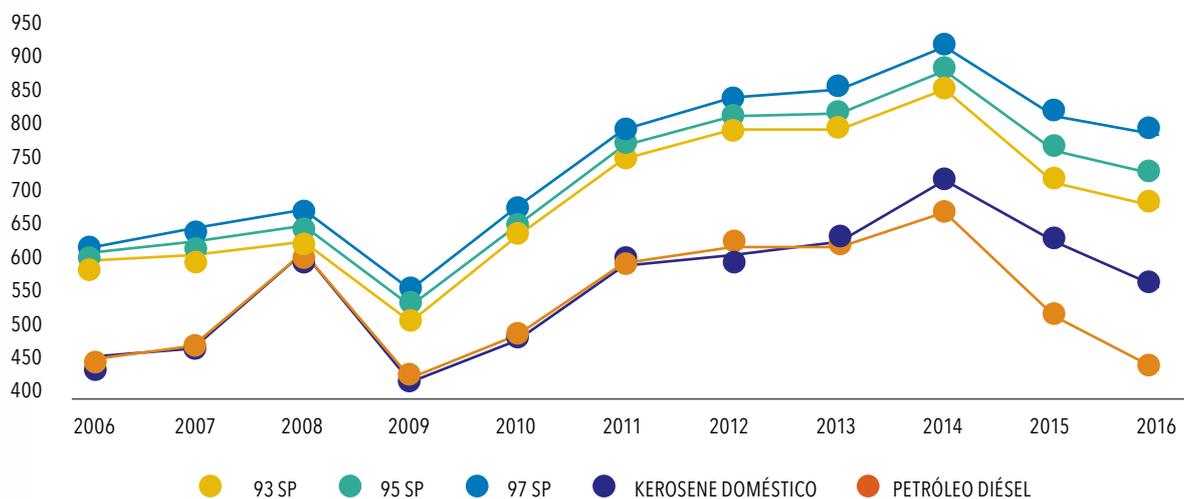
La información presentada es desarrollada por la Comisión Nacional de Energía, que en el marco de sus funciones y atribuciones legales desarrolló el Sistema de Información en Línea de Precios de Combustibles en Estaciones de Servicio www.bencinaenlinea.cl.

EVOLUCIÓN PRECIOS DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS EN ANTOFAGASTA

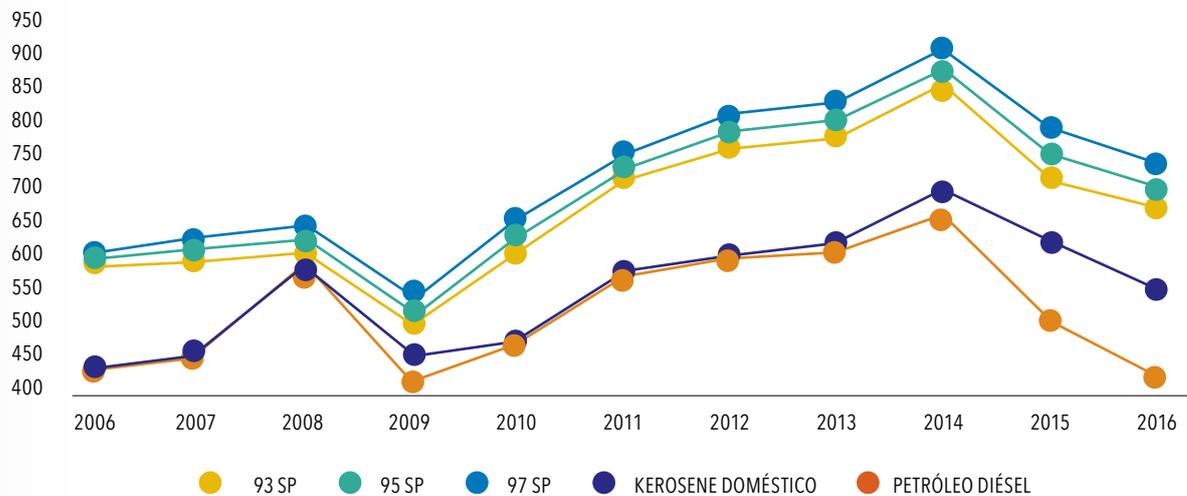


Fuente: CNE con base en información de www.bencinaenlinea.cl

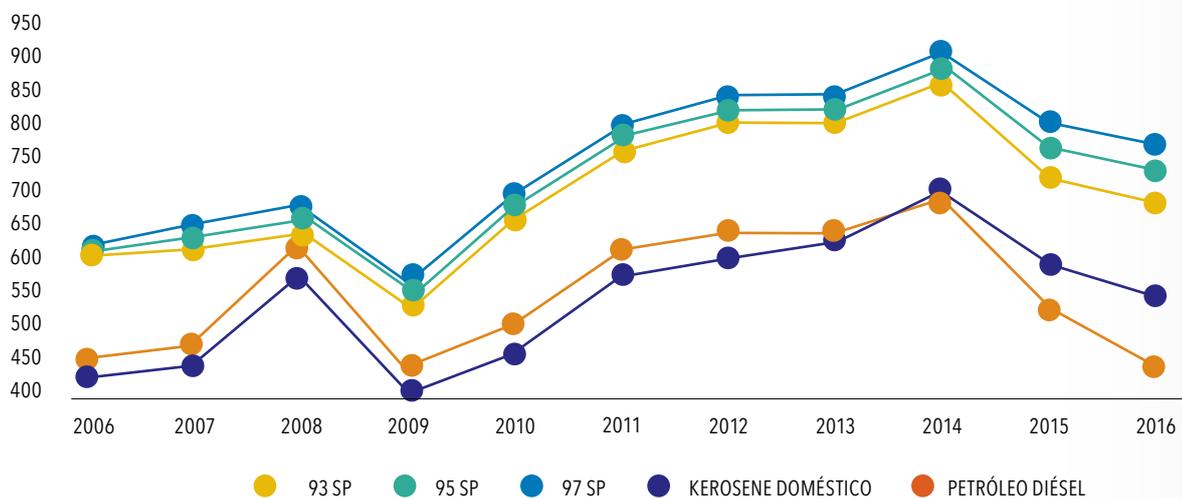
EVOLUCIÓN PRECIOS DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS EN VALPARAÍSO

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

EVOLUCIÓN PRECIOS DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS EN METROPOLITANA

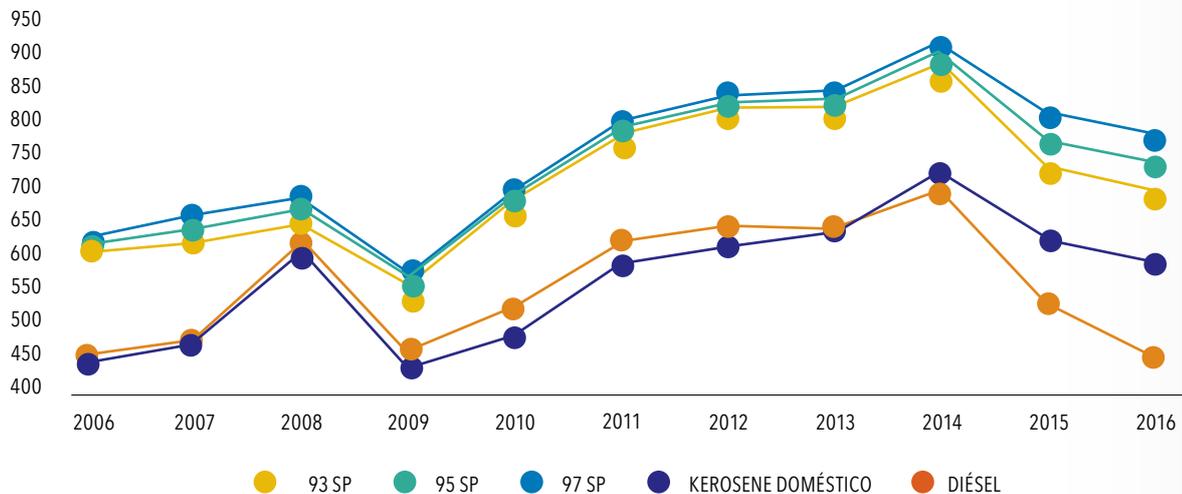
Fuente: CNE con base en información de www.bencinaenlinea.cl

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

2016

ANTOFAGASTA

GASOLINA 93 SP

692



GASOLINA 95 SP

736



GASOLINA 97 SP

779



KEROSENE DOMÉSTICO

538



PETRÓLEO DIÉSEL

447



VALPARAÍSO

GASOLINA 93 SP

674



GASOLINA 95 SP

721



GASOLINA 97 SP

777



KEROSENE DOMÉSTICO

554



PETRÓLEO DIÉSEL

435



METROPOLITANA

GASOLINA 93 SP

677



GASOLINA 95 SP

707



GASOLINA 97 SP

743



KEROSENE DOMÉSTICO

559



PETRÓLEO DIÉSEL

432



2016

CONCEPCIÓN

GASOLINA 93 SP

686



GASOLINA 95 SP

730



GASOLINA 97 SP

771



KEROSENE DOMÉSTICO

549



PETRÓLEO DIÉSEL

449



PUERTO MONTT

GASOLINA 93 SP

698



GASOLINA 95 SP

739



GASOLINA 97 SP

780



KEROSENE DOMÉSTICO

594



PETRÓLEO DIÉSEL

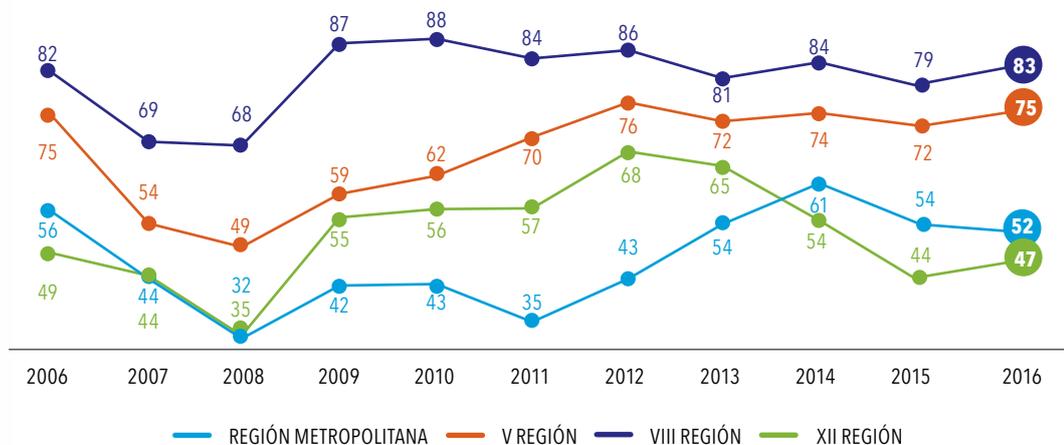
458



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 V, VIII, XII 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 2016 EN \$/LITRO

2016

METROPOLITANA

-2,4%

54 ▼ -7,2% ▼ -0,7%

2015 2006 TCAC

V REGIÓN

75

3,7% ▲ 0,4% ▲ 0,0%

2015 2006 TCAC

VIII REGIÓN

83

5,0% ▲ 1,4% ▲ 0,1%

2015 2006 TCAC

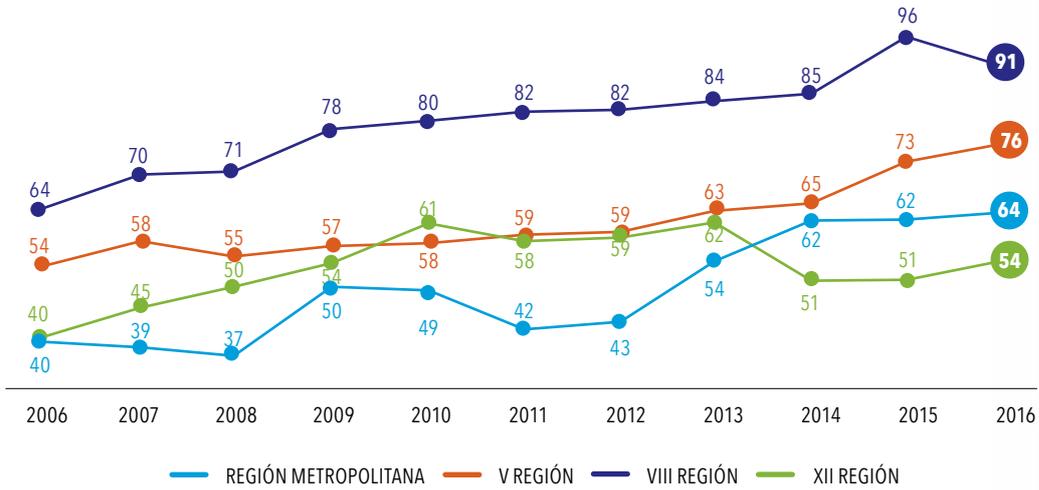
XII REGIÓN

47

6,8% ▲ -4,0% ▼ -0,4% ▼

2015 2006 TCAC

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



Fuente: CNE

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

2016

METROPOLITANA

64



V REGIÓN

76



VIII REGIÓN

91

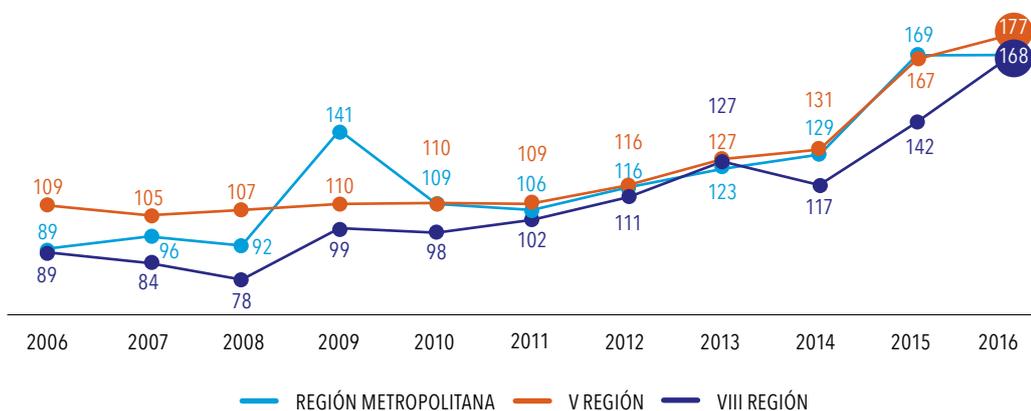


XII REGIÓN

54



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



Fuente: CNE

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

2016

METROPOLITANA

168

-0,5% 88% 6,5%
2015 2006 TCAC

V REGIÓN

177

5,9% 63% 5,0%
2015 2006 TCAC

VIII REGIÓN

168

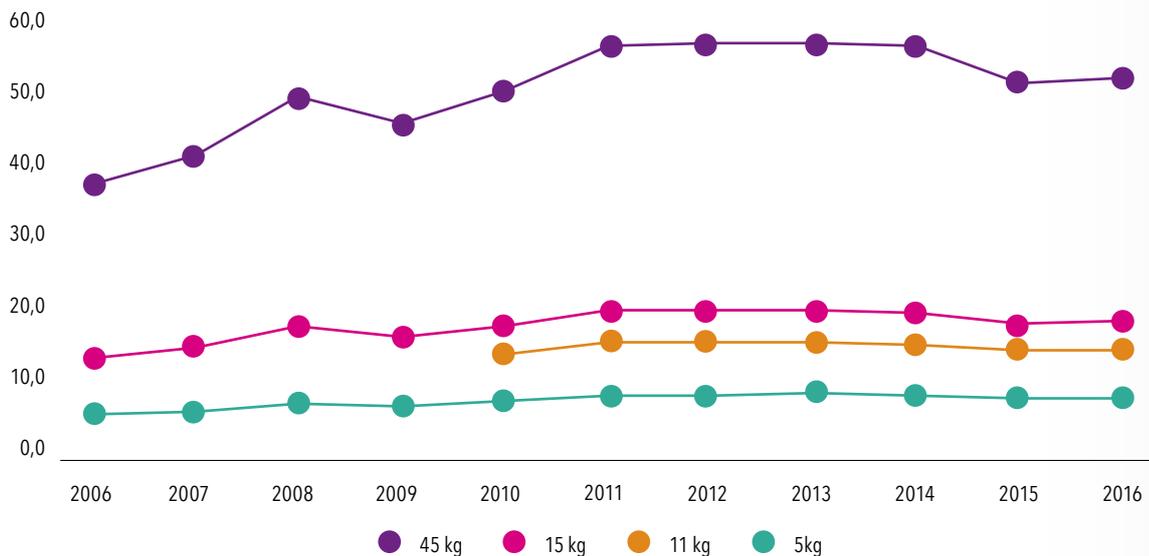
19% 89% 6,6%
2015 2006 TCAC

09. PRECIOS NACIONALES DE GAS LICUADO DE PETRÓLEO ENVASADO

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

2016



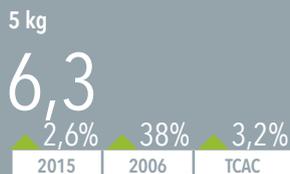
PRECIOS PROMEDIO DE GAS LICUADO PETRÓLEO ENVASADO EN VALPARAÍSO



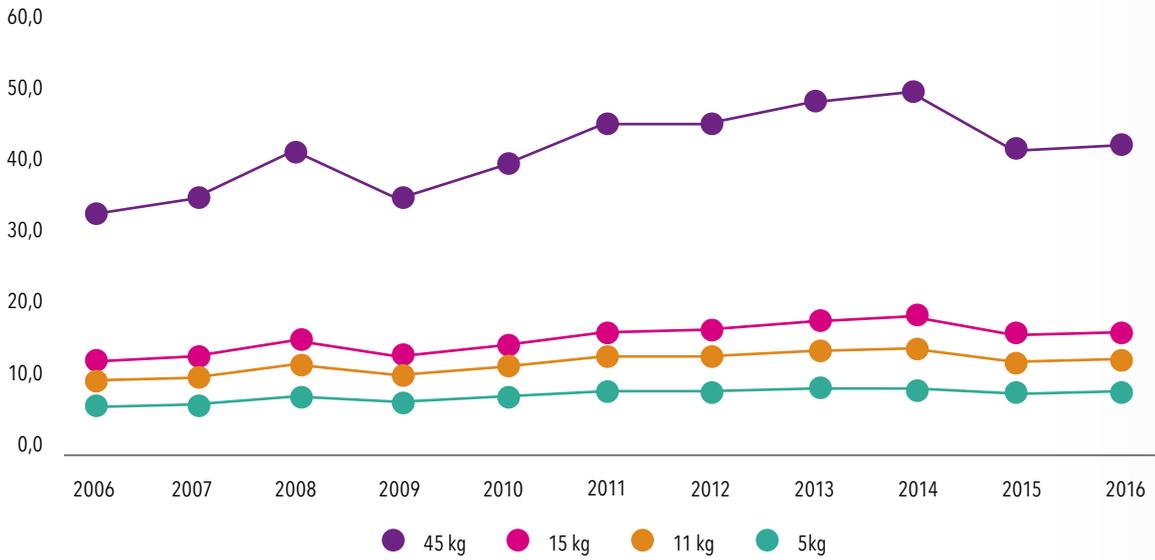
Fuente: CNE con base en información de empresas y www.gasolinea.cl

VARIACIÓN DE PRECIOS PROMEDIO DE GAS LICUADO PETRÓLEO ENVASADO EN VALPARAÍSO

2016



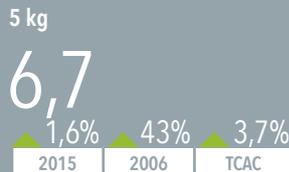
PRECIOS PROMEDIO DE GAS LICUADO PETRÓLEO ENVASADO EN METROPOLITANA



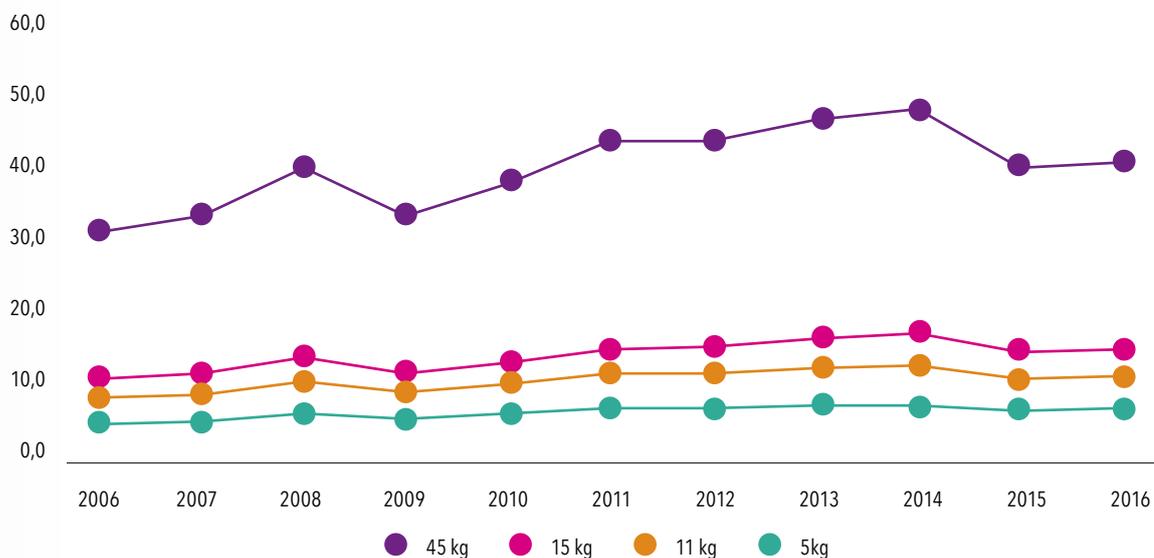
Fuente: CNE con base en información de empresas y www.gasolinea.cl

VARIACIÓN DE PRECIOS PROMEDIO DE GAS LICUADO PETRÓLEO ENVASADO EN METROPOLITANA

2016



PRECIOS PROMEDIO DE GAS LICUADO PETRÓLEO ENVASADO EN CONCEPCIÓN

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

VARIACIÓN DE PRECIOS PROMEDIO DE GAS LICUADO PETRÓLEO ENVASADO EN CONCEPCIÓN

2016

5 kg

6,4

2,0%	39%	3,3%
2015	2006	TCAC

11 kg

11,5

2,6%	31%	2,7%
2015	2006	TCAC

15 kg

14,3

-0,8%	26%	2,4%
2015	2006	TCAC

45 kg

43,6

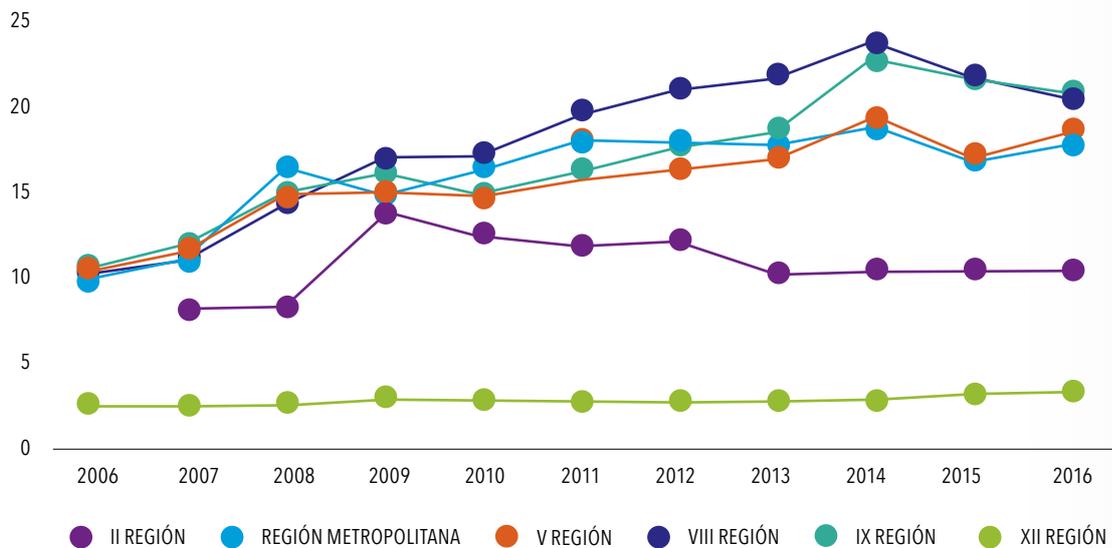
1,0%	30%	2,7%
2015	2006	TCAC

10. PRECIOS NACIONALES DE GAS POR REDES CONCESIONADAS

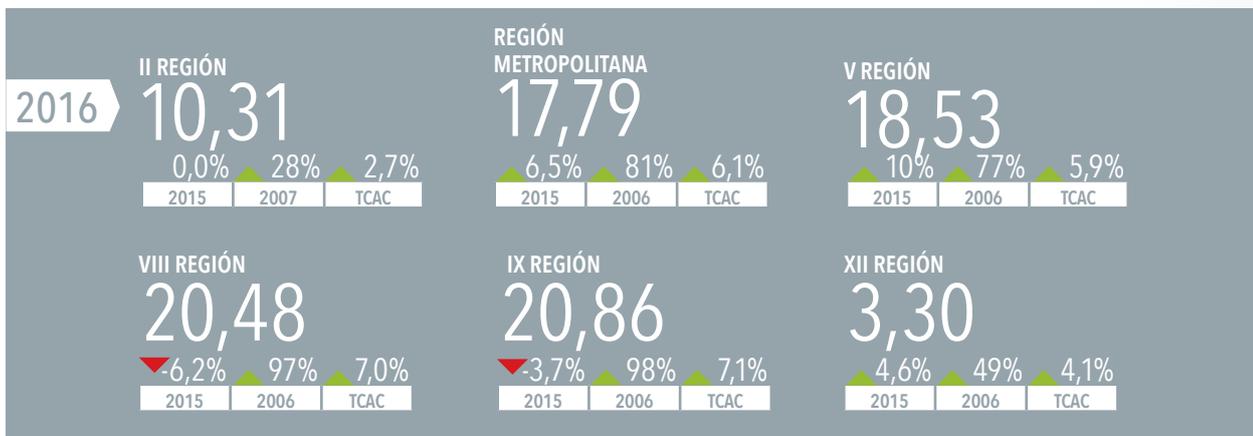
A continuación se presenta el precio con base en la equivalencia energética entre el gas natural, el gas de ciudad o el propano aire, según corresponda, distribuido al consumidor final por gas de red concesionado con su equivalencia en cilindros de gas licuado de petróleo. Este precio también incorpora 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 2006 y 2016, 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).

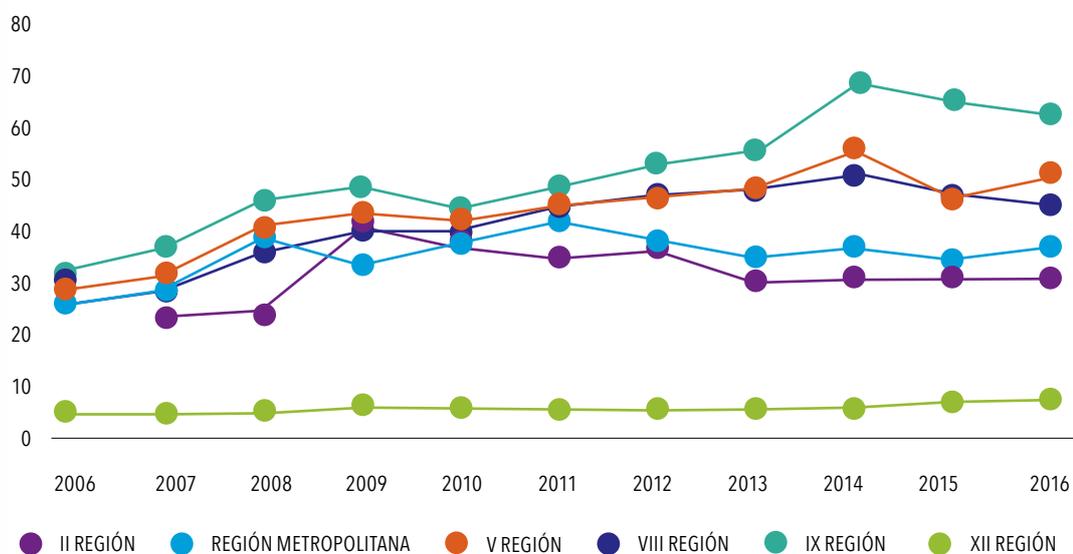
EVOLUCIÓN DEL PRECIO PROMEDIO DE 19,3 m³ DE GAS DE RED EN MILES DE PESOS



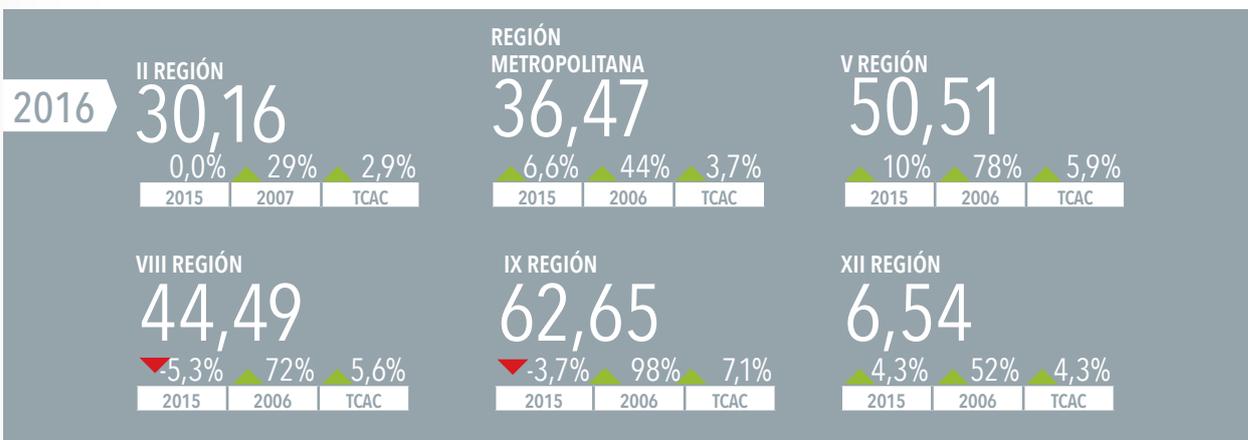
Fuente: CNE con base en información de empresas y www.gasdered.cl



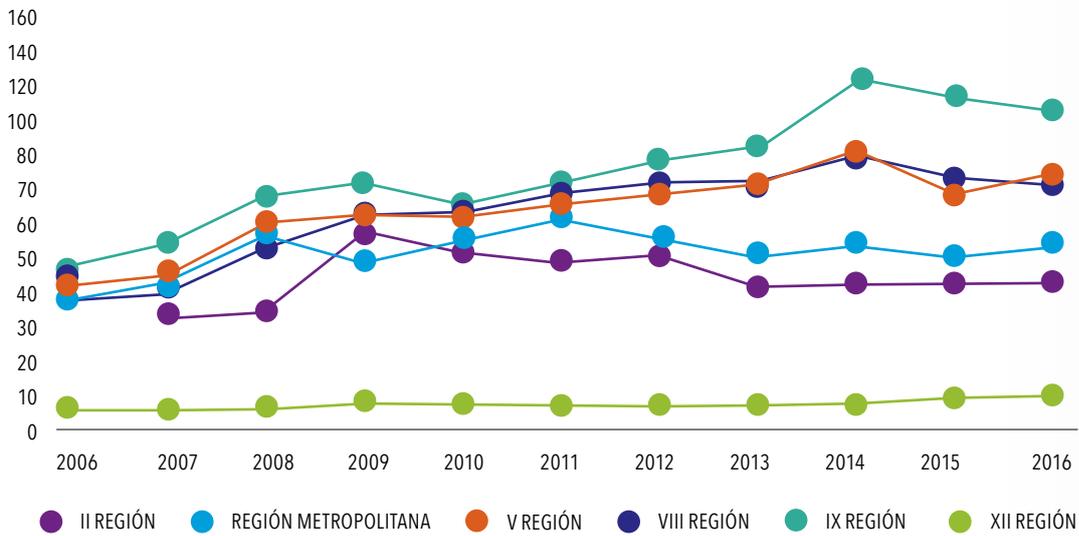
EVOLUCIÓN DEL PRECIO PROMEDIO DE 58 m³ DE GAS DE RED EN MILES DE PESOS



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



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

2016

II REGIÓN

57,66

0,0% 31% 3,1%
2015 2006 TCAC

REGIÓN METROPOLITANA

70,87

5,6% 40% 3,5%
2015 2006 TCAC

V REGIÓN

100,34

9,4% 81% 6,1%
2015 2006 TCAC

VIII REGIÓN

95,91

-3,6% 89% 6,6%
2015 2006 TCAC

IX REGIÓN

125,29

-3,7% 98% 7,1%
2015 2006 TCAC

XII REGIÓN

11,38

4,1% 53% 4,4%
2015 2006 TCAC

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.

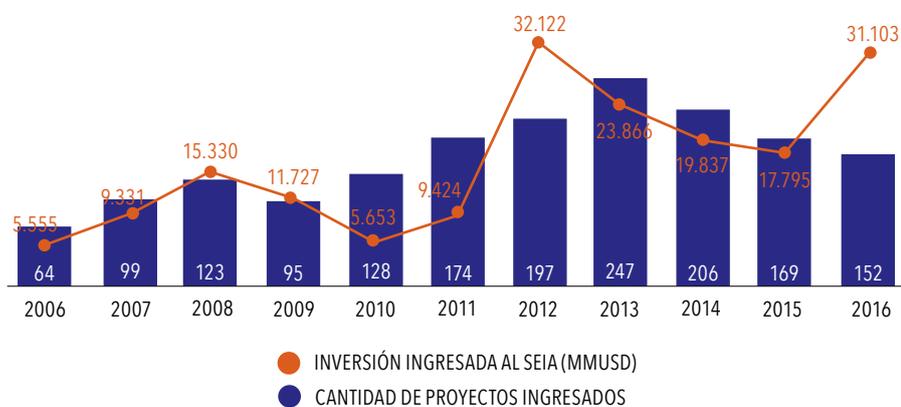
El SEIA entró en vigencia el 3 de abril de 1997. Desde su aplicación, más de 10.000 proyectos o actividades se han aprobado en el SEIA, lo que ha permitido que el país haya logrado un cambio sustancial en la forma de construir el futuro, al poder prevenir los impactos que puedan generar las inversiones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



01. PROYECTOS INGRESADOS A EVALUACIÓN AMBIENTAL

Durante 2016 ingresaron 152 proyectos energéticos al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), representando una inversión de 31.103 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

2016

INVERSIÓN INGRESADA AL SEIA [MMUSD]

31.103

75% 2015 x5,6 2006 19% TCAC

CANTIDAD DE PROYECTOS INGRESADOS

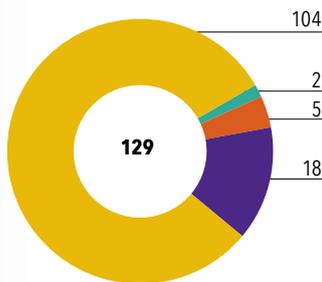
152

-10% 2015 x2,4 2006 9,0% TCAC

02. PROYECTOS EN EVALUACIÓN AMBIENTAL

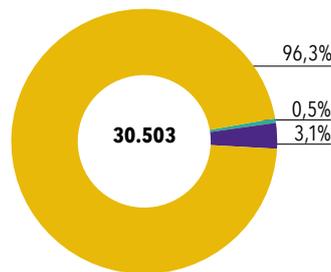
Se contabilizan, a diciembre de 2016, 129 proyectos energéticos en tramitación para la aprobación de las Resoluciones de Calificación Ambiental (RCA). De ellos, 104 son proyectos de generación eléctrica, y los restantes son proyectos mixtos. En su conjunto, representan una inversión total de 30.503 MMUSD.

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



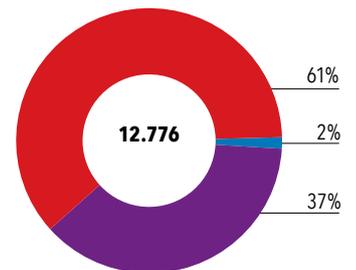
- GASODUCTOS Y TERMINALES MARÍTIMOS
- DESARROLLO MINERO DE PETRÓLEO Y GAS

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



- GENERACIÓN
- LTE Y SUBESTACIONES

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



- RENOVABLE CONVENCIONAL
- TÉRMICA
- ERNC

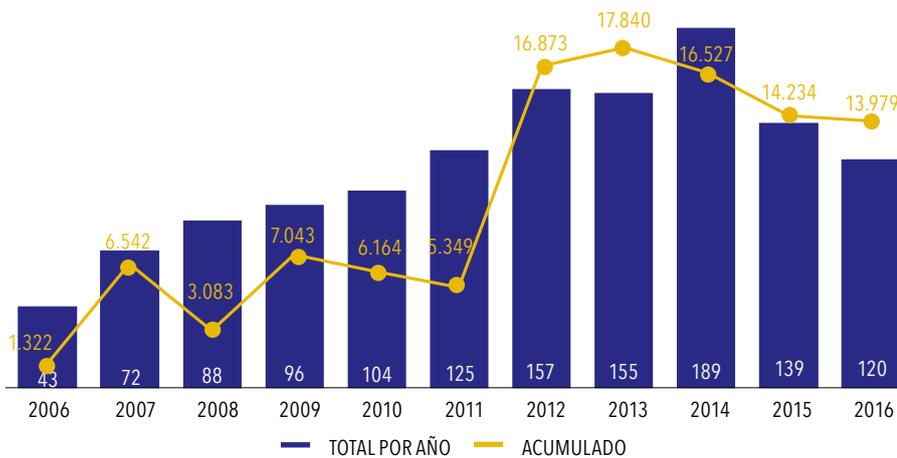
Fuente: SEIA - Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental

03. PROYECTOS CON RCA APROBADA

Durante 2016, 120 proyectos energéticos obtuvieron la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) favorable, de los cuales 62 proyectos son de generación eléctrica (totalizando una potencia de 5.986 MW), 34 proyectos de transmisión eléctrica de alto voltaje y 24 proyectos de desarrollo minero de petróleo y gas. En conjunto suman una inversión de 13.979 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

2016

INVERSIÓN MMUSD

13.979

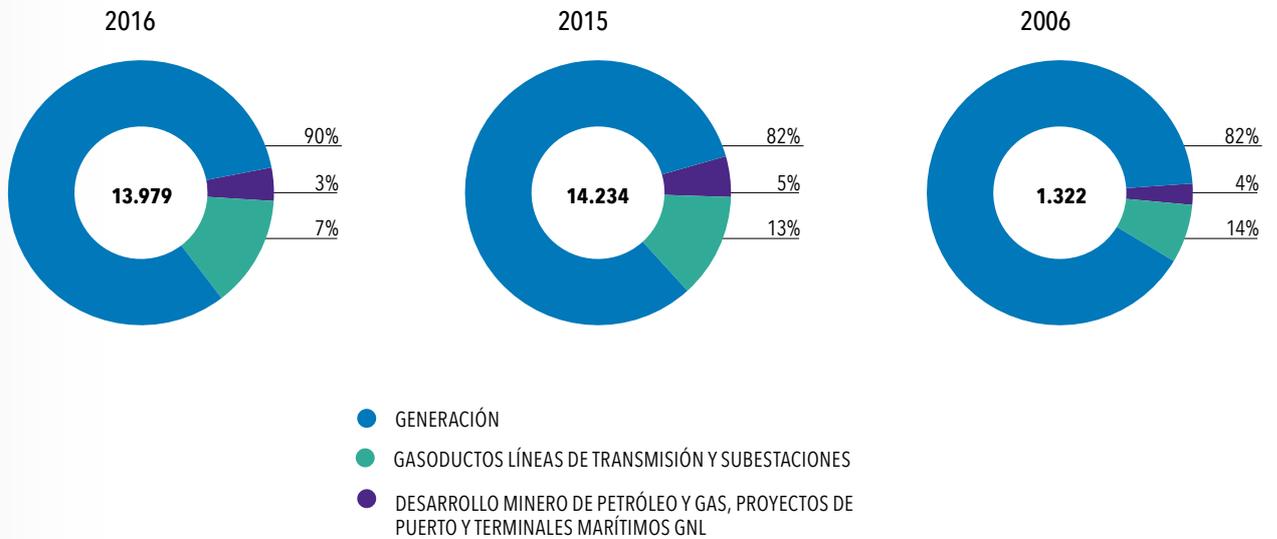
-1,8% 2015 x18 2006 33% TCAC

NÚMERO DE PROYECTOS

120

-14% 2015 x3,1 2006 12% 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

2016

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

567



LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y SUBESTACIONES

1.907



GENERACIÓN

11.506



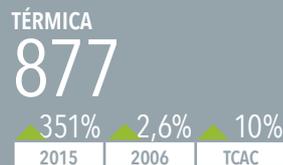
EVOLUCIÓN DE PROYECTOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CON RCA APROBADA EN MW Y MMUSD



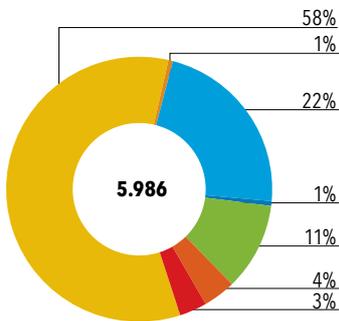
Fuente: SEIA - Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental

VARIACIÓN DE PROYECTOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CON RCA APROBADA

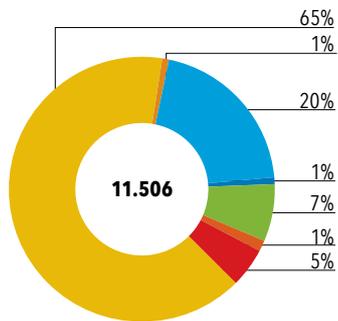
2016



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



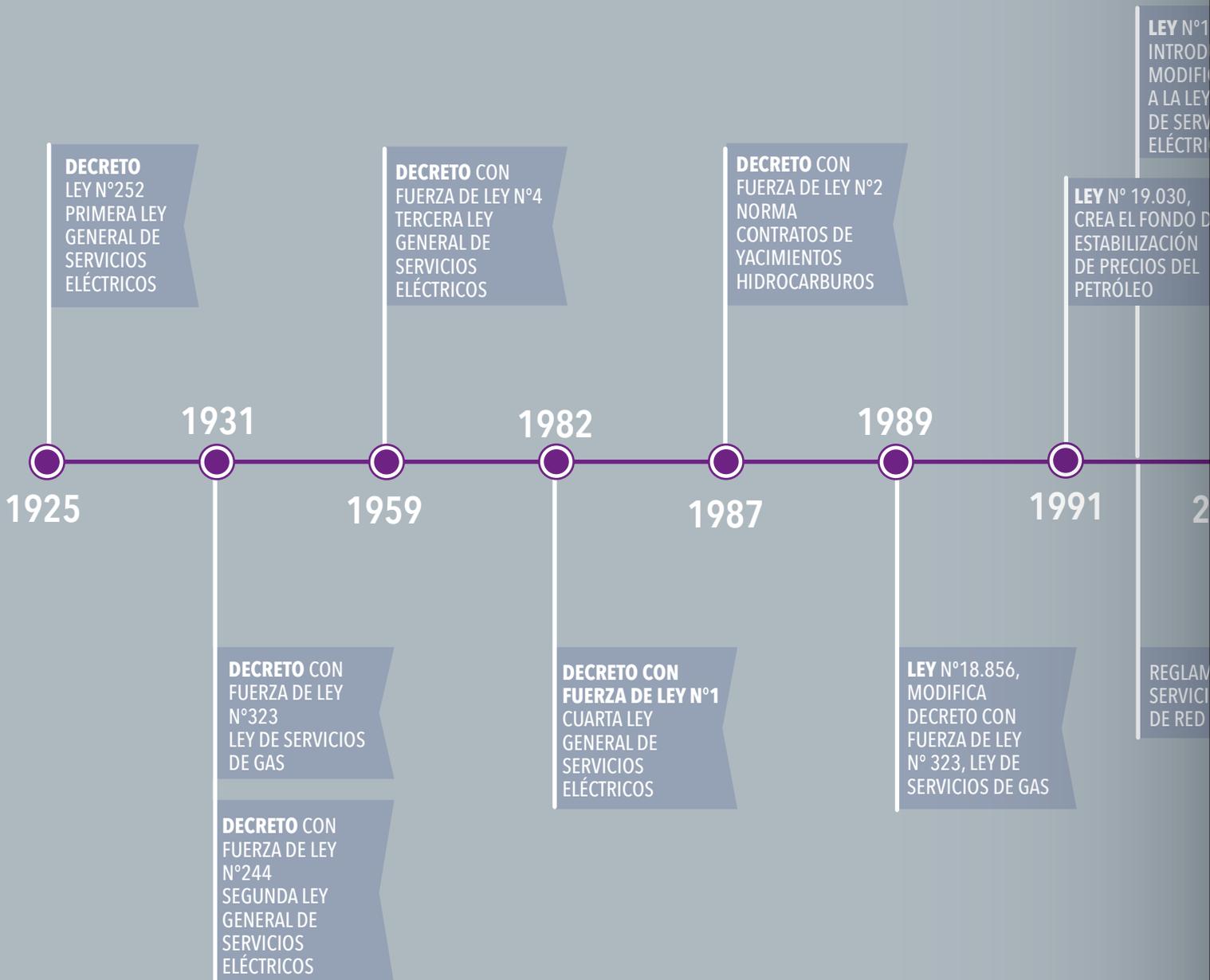
DETALLE COMPOSICIÓN DE PROYECTOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CON RCA APROBADA EN MMUSD



- BIOMASA
- CARBÓN
- EÓLICA
- SOLAR
- HIDRO \leq 20 MW
- HIDRO $>$ 20 MW
- DÍESEL
- GAS NATURAL

Fuente: SEIA - Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental

NORMATIVAS SECTORIALES



9.940
LUCES
REGULACIONES
GENERAL
SERVICIOS
ELECTRICOS

E

LEY N°20.018
LEY CORTA II

LEY N°20.257
LEY ERNC

2012

LEY N°20.805
PERFECCIONA
SISTEMA DE
LICITACIONES

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

LEY N°20.999
MODIFICA LA LEY
DE GAS

2004

2005

2008

2015

2016

2017

RENTA DE
GAS

LEY N°20.571
REGULA
TARIFAS DE LAS
GENERADORAS
RESIDENCIALES

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

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 Servicio de Gas, que 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

Modifica el Decreto con Fuerza de Ley N°323, Ley de Servicios de Gas. 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 gasolinás (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) REGLAMENTO DE SERVICIO DE GAS DE RED

Decreto Supremo promulgado por el Ministerio de Economía que crea un Reglamento para los Servicios de Gas de Red para regular 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 normativos 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 incorporan 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.

02. PROYECTOS DE LEY TRAMITADOS

N° BOLETÍN	MATERIA / PROYECTO	FECHA DE INGRESO PROYECTO	ESTADO
9890-08	MODIFICA EL DECRETO CON FUERZA DE LEY N° 323, DE 1931, DEL MINISTERIO DEL INTERIOR Y OTRAS DISPOSICIONES LEGALES	29/01/2015	PUBLICADO EN EL DIARIO OFICIAL EL 9 DE FEBRERO DE 2017
1061-08	MODIFICA LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS, PARA INTRODUCIR MECANISMOS DE EQUIDAD EN LAS TARIFAS ELÉCTRICAS	01/07/2015	PUBLICADO EN EL DIARIO OFICIAL EL 20 DE JULIO DE 2016
10240-08	ESTABLECE NUEVOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y CREA UN ORGANISMO COORDINADOR INDEPENDIENTE DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	07/08/2015	PUBLICADO EN EL DIARIO OFICIAL EL 22 DE JUNIO DE 2016

03. NORMAS PUBLICADAS EN EL DIARIO OFICIAL

1. Resolución Exenta N° 375, de 29 de abril de 2016, que Modifica Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, publicada en el Diario Oficial el 29 de abril de 2016. [Ver](#)
2. Decreto Exento N° 373, de 23 de mayo de 2016, que Fija Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los doce meses siguientes. [Ver](#)
3. Decreto N° 4T, de 23 de mayo de 2016, que Fija Precios de Nudo Promedio en el Sistema Interconectado Central y Sistema Interconectado del Norte Grande, con motivo de las fijaciones de precios señaladas en el artículo 158° de la Ley General de Servicios Eléctricos. [Ver](#)
4. Decreto N° 106, de 8 de octubre de 2015, que aprueba Reglamento sobre Licitaciones de Suministro de Energía para satisfacer el consumo de los clientes regulados de las Empresas Concesionarias del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica y deroga el Decreto Supremo N° 4, de 2008, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, publicado en el Diario Oficial el 16 de junio de 2016. [Ver](#)
5. Decreto N° 33, de 9 de marzo de 2016, que modifica Decreto Supremo N° 331, de 2009, de los Ministerios de Hacienda y de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba Reglamento de la Ley N° 20.365, que Establece Franquicia Tributaria respecto de Sistemas Solares Térmicos; publicado en el Diario Oficial el 17 de junio de 2016. [Ver](#)
6. Decreto N° 6T, de 9 de mayo de 2016, que modifica Decreto Supremo N° 23T de 2015, del Ministerio de Energía, que fija instalaciones del Sistema de Transmisión Troncal, el Área de Influencia Común, el Valor Anual de Transmisión por tramo y sus componentes con sus fórmulas de indexación para el cuatrienio 2016-2019, publicado en el Diario Oficial el 10 de junio de 2016. [Ver](#)
7. Decreto N° 7T, de 17 de mayo de 2016, que fija Precios de Nudo Promedio en el Sistema Interconectado Central y Sistema Interconectado del Norte Grande, con motivo de las fijaciones de precios señaladas en el artículo 158° de la Ley General de Servicios Eléctricos; publicado en el Diario Oficial el 17 de junio de 2016. [Ver](#)
8. Ley N° 20.928 que Establece Mecanismos de Equidad en las Tarifas de Servicios Eléctricos, publicada en el Diario Oficial el 22 de junio de 2016. [Ver](#)
9. Decreto N° 5T, de 29 de abril de 2016, que fija Precios de Nudo para Suministros de Electricidad, publicado en el Diario Oficial el 2 de julio de 2016. [Ver](#)
10. Ley N° 20.936 que Establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y Crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, publicada en el Diario Oficial el 20 de julio de 2016. [Ver](#)
11. Resolución Exenta N° 537, de fecha 11 de julio de 2016, de la Comisión Nacional de Energía, que Modifica Norma Técnica de conexión y operación de Pequeños Medios de Generación Distribuidos en instalaciones de media tensión, publicada en el Diario Oficial el 18 de julio de 2016. [Ver](#)

12. Resolución Exenta N° 8, de fecha 12 de julio de 2016, del Ministerio de Energía, que Nombra Integranes y Secretaria Abogada del Panel de Expertos establecido en el Título VI de la Ley General de Servicios Eléctricos, publicada en el Diario Oficial el 14 de julio de 2016. [Ver](#)
13. Decreto N° 9T, de 25 de julio de 2016, que Fija Precios de Nudo Promedio en el Sistema Interconectado Central y Sistema Interconectado del Norte Grande, con motivo de Ley N° 20.928, que Establece Mecanismos de Equidad en las Tarifas de Servicios Eléctricos, publicado en el Diario Oficial el 1 de septiembre de 2016. [Ver](#)
14. Decreto Supremo N° 79, de 14 de junio de 2016, que declara fuerza mayor y modifica el Decreto Supremo N° 5T, de fecha 9 de septiembre de 2013, del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial el 2 de agosto de 2016. [Ver](#)
15. Decreto Supremo N° 8T, de 11 de julio de 2016, que Fija Precios de Nudo Promedio en el Sistema Interconectado Central y Sistema Interconectado del Norte Grande, con motivo de las fijaciones de precios señaladas en el artículo 158° de la Ley General de Servicios Eléctricos, publicado en el Diario Oficial el 6 de agosto de 2016. [Ver](#)
16. Resolución Exenta N° 628, de fecha 23 de agosto de 2016, de la Comisión Nacional de Energía, que Establece "Procedimiento que regula la obligación de informar a la Comisión Nacional de Energía los contratos de compraventa y transporte de Gas Natural, en estado líquido o gaseoso, y de recepción, almacenamiento, transferencia y/o regasificación de Gas Natural Licuado", publicada en el Diario Oficial el 29 de agosto de 2016. [Ver](#)
17. Resolución Exenta N° 630, de fecha 25 de agosto de 2016, que Modifica Resolución Exenta CNE N° 571, de 2016, que aprueba Normas sobre funcionamiento del Comité Especial de Nominaciones y el procedimiento para la primera elección de los miembros del Consejo Directivo del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional y de su Presidente, publicada en el Diario Oficial el 13 de septiembre de 2016. [Ver](#)
18. Resolución Exenta N° 638, de fecha 29 de agosto de 2016, de la Comisión Nacional de Energía, que Aprueba "Norma Técnica para la programación y coordinación de la operación de las unidades que utilicen gas natural regasificado", publicada en el Diario Oficial el 2 de septiembre de 2016. [Ver](#)
19. Resolución Exenta N° 641, de fecha 30 de agosto de 2016 de la Comisión Nacional de Energía, que Establece plazos, requisitos y condiciones para la fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo, publicada en el Diario Oficial el 3 de septiembre de 2016. [Ver](#)
20. Resolución Exenta N° 659, de fecha 12 de septiembre de 2016, que Fija plazos, requisitos y condiciones para declarar en construcción las nuevas instalaciones de Generación y Transmisión que se interconecten al Sistema Eléctrico en los términos del artículo 72°-17 de la Ley General de Servicios Eléctricos, publicada en el Diario Oficial el 16 de septiembre de 2016. [Ver](#)
21. Decreto Supremo N° 128, de fecha 27 de septiembre de 2016, que aprueba reglamento para centrales de bombeo sin variabilidad hidrológica, publicado en el Diario Oficial el 12 de octubre de 2016. [Ver](#)
22. Resolución Exenta N° 17, de fecha 30 de septiembre de 2016 del Ministerio de Energía, que da inicio al Procedimiento de Evaluación Ambiental Estratégica de la Política Energética para Aysén al año 2050, publicada en el Diario Oficial el 13 de octubre 2016. [Ver](#)

23. Resolución Exenta N° 18, de fecha 14 de octubre de 2016 del Ministerio de Energía, Declárase abierto el proceso de inscripción en el registro de participación ciudadana del Proceso de Planificación Energética de Largo Plazo señalado en la Ley N° 20.936 y establece sus plazos y condiciones, publicado en el Diario Oficial el 19 de octubre 2016. [Ver](#)
24. Resolución Exenta N° 713, de fecha 19 de octubre de 2016 de la Comisión Nacional de Energía, que incorpora anexos que indica en la Norma Técnica con Exigencias de Seguridad y Calidad de Servicio, publicada en el Diario Oficial el 25 de octubre de 2016. [Ver](#)
25. Resolución Exenta N° 754, de fecha 3 de noviembre de 2016 de la Comisión Nacional de Energía, que Aprueba Plan de Trabajo Anual para la elaboración y desarrollo de la normativa técnica correspondiente al año 2016, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 72°-19 de la Ley General de Servicios Eléctricos, publicada en el Diario Oficial el 10 de noviembre de 2016. [Ver](#)
26. Resolución Exenta N° 15.535, de fecha 6 de octubre de 2016 de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, que Aprueba instrucción técnica de diseño y ejecución de las instalaciones de generación eólicas conectadas a redes de distribución, publicada en el Diario Oficial el 18 de noviembre de 2016. [Ver](#)
27. Resolución Exenta N° 778, de fecha 15 de noviembre de 2016 de la Comisión Nacional de Energía, que establece plazos, requisitos y condiciones para la fijación de Precios de Nudo Promedio, publicada en el Diario Oficial el 18 de noviembre de 2016. [Ver](#)
28. Resolución Exenta N° 779, de fecha 15 de noviembre de 2016 de la Comisión Nacional de Energía, Declárese abierto el proceso para formar el Registro Público de Consultores, a que se refiere el artículo 135° ter de la Ley General de Servicios Eléctricos y aprueba formularios que indica, publicada en el Diario Oficial el 21 de noviembre de 2016. [Ver](#)
29. Resolución Exenta N° 792, de fecha 23 de noviembre de 2016 de la Comisión Nacional de Energía, que fija normas de procedimiento para la dictación de normas técnicas para el funcionamiento del sector eléctrico en los términos del artículo 72°-19 de la Ley General de Servicios Eléctricos, publicada en el Diario Oficial el 28 de noviembre de 2016. [Ver](#)
30. Resolución Exenta N° 15.469, de fecha 30 de septiembre de 2016 de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, que Establece condiciones, etapas y plazos para la implementación del procedimiento de valorización de los derechos relacionados con el uso del suelo, a que se refiere el artículo vigesimotercero transitorio de la Ley N° 20.936, publicada en el Diario Oficial el 03 de diciembre de 2016. [Ver](#)
31. Decreto Supremo N° 10T, de fecha 27 de septiembre de 2016 del Ministerio de Energía, que Rectifica Decreto Supremo N° 9T, de 2016, que Fija precios de nudo promedio en el Sistema Interconectado Central y Sistema Interconectado del Norte Grande, con motivo de Ley N° 20.928, que Establece Mecanismos de equidad en las Tarifas de Servicios Eléctricos, publicado en el Diario Oficial el 15 de diciembre de 2016. [Ver](#)
32. Decreto Supremo N° 115, de fecha 23 de agosto de 2016 del Ministerio de Energía, que Modifica Decreto Supremo N° 7, de 2015, del Ministerio de Energía, que autoriza a empresa AES GENER S.A. a exportar energía eléctrica a la República Argentina y déjase sin efecto el Decreto Supremo N° 106, de 2016, del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial el 24 de diciembre de 2016. [Ver](#)

33. Decreto Supremo N° 122, de fecha 13 de septiembre de 2016 del Ministerio de Energía, que Modifica Decreto Supremo N° 327, de 1997, del Ministerio de Minería, que fija Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, publicado en el Diario Oficial el 30 de diciembre de 2016. [Ver](#)
34. Resolución Exenta N° 908, de fecha 23 de diciembre de 2016 de la Comisión Nacional de Energía, que Aprueba los grupos de consumo que se indican, de conformidad a lo establecido en el Artículo 6° de la Resolución CNE N° 164 exenta, de 2010, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado de la Resolución N° 386 exenta, de 2007, de la Comisión Nacional de Energía, que Establece normas para la adecuada aplicación del Artículo 148° del DFL N° 4, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, Ley General de Servicios Eléctricos, publicada en el Diario Oficial el 30 de diciembre de 2016. [Ver](#)

04. NORMAS NO PUBLICADAS EN EL DIARIO OFICIAL

1. Resolución Exenta N° 315, de fecha 5 de abril de 2016, que actualiza y comunica obras de generación y transmisión en construcción. [Ver](#)
2. Resolución Exenta N° 328, de fecha 13 de abril de 2016, que aprueba Informe Preliminar de Licitaciones, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley General de Servicios Eléctricos. [Ver](#)
3. Resolución Exenta N° 330, de fecha 15 de abril de 2016, que aprueba “Informe de Proyecciones de Precios de Combustibles 2016-2031”, de marzo de 2016. [Ver](#)
4. Resolución Exenta N° 331, de fecha 15 de abril de 2016, que aprueba Informes Técnicos Definitivos para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo de abril de 2016 del Sistema Interconectado del Norte Grande y del Sistema Interconectado Central. [Ver](#)
5. Resolución Exenta N° 373, de fecha 22 de abril de 2016, que rectifica Informe Técnico para la determinación del Valor Anual y Expansión de los Sistemas de Transmisión Troncal para el cuatrienio 2016-2019, aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 616 de 2015. [Ver](#)
6. Resolución Exenta N° 374, de fecha 22 de abril de 2016, que comunica valor de los índices contenidos en las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a fijación de precios. [Ver](#)
7. Resolución Exenta N° 388, de fecha 29 de abril de 2016, 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](#)
8. Resolución Exenta N° 389, de fecha 29 de abril de 2016, que informa favorablemente Procedimiento DO: “Costos de Combustibles de las Centrales Generadoras del SING” [Ver](#)
9. Resolución Exenta N° 390, de fecha 29 de abril de 2016, que aprueba modificaciones a Informes Técnicos Definitivos para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo de Abril de 2016 del Sistema Interconectado del Norte Grande y del Sistema Interconectado, aprobados por Resolución Exenta N° 331, de 2016, de la CNE. [Ver](#)
10. Resolución Exenta N° 397, de fecha 4 de mayo de 2016, que actualiza y comunica obras de generación y transmisión en construcción. [Ver](#)
11. Resolución Exenta N° 401, de fecha 9 de mayo de 2016, que informa y comunica nuevos valores del costo de falla de corta duración en el Sistema Interconectado Central y en el Sistema Interconectado del Norte Grande. [Ver](#)
12. Resolución Exenta N° 425, de fecha 19 de mayo de 2016, 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](#)
13. Resolución Exenta N° 426, de fecha 19 de mayo de 2016, que aprueba Informe Final de Licitaciones, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley General de Servicios Eléctricos. [Ver](#)

14. Resolución Exenta N° 435, de fecha 25 de mayo de 2016, que comunica valor de los índices contenidos en las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a fijación de precios. [Ver](#)
15. Resolución Exenta N° 436, de fecha 25 de mayo de 2016, 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](#)
16. Resolución Exenta N° 442, de fecha 30 de mayo de 2016, que aprueba modificaciones a Informes Técnicos Definitivos para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo de Abril de 2016 del Sistema Interconectado del Norte Grande y del Sistema Interconectado Central, aprobados por Resolución Exenta N° 331, de 2016, y modificados por Resolución Exenta N° 390, de 2016, ambas de la Comisión Nacional de Energía. [Ver](#)
17. Resolución Exenta N° 444, de fecha 31 de mayo de 2016, que Modifica Resolución Exenta N° 383 de 2016, que establece y comunica el valor de los índices contenidos en las fórmulas de indexación que indica. [Ver](#)
18. Resolución Exenta N° 447, de fecha 2 de junio de 2016, que Aprueba Norma de Participación Ciudadana de la CNE y deja sin efecto la Resolución Exenta N° 708, de 30 de diciembre de 2014. [Ver](#)
19. Resolución Exenta N° 448, de fecha 2 de junio de 2016, que Establece composición, atribuciones y funcionamiento del Consejo de la Sociedad Civil de la CNE y efectúa designaciones que indica. [Ver](#)
20. Resolución Exenta N° 449, de fecha 2 de junio de 2016, que Actualiza y comunica obras de generación y transmisión en construcción. [Ver](#)
21. Resolución Exenta N° 459, de fecha 10 de junio de 2016, que Modifica Resolución Exenta N° 268 de 2015, 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 2015/01, modificada por Resolución Exenta N° 652, de 2015 y por Resolución Exenta N° 286, de 2016. [Ver](#)
22. Resolución Exenta N° 495, de fecha 17 de junio de 2016, Informa favorablemente Procedimiento DO "Declaración de Costos de Combustibles", de conformidad a lo previsto en el artículo 10° del Decreto Supremo N° 291, de 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. [Ver](#)
23. Resolución Exenta N° 499, de fecha 22 de junio de 2016, que Informa favorablemente "Reglamento Interno del CDEC-SIC", de conformidad a lo previsto en el artículo 8° del Decreto Supremo N° 291, de 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, salvo disposiciones que indica. [Ver](#)
24. Resolución Exenta N° 500, de fecha 22 de junio de 2016, 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](#)
25. Resolución Exenta N° 526, de fecha 5 de julio de 2016, que Actualiza y comunica obras de generación y transmisión en construcción. [Ver](#)
26. Resolución Exenta N° 527, de fecha 5 de julio de 2016, que Modifica Resolución Exenta N° 268 de 2015, 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 2015/01, modificada por Resolución Exenta N° 652 de 2015, por Resolución Exenta N° 286 de 2016 y por Resolución Exenta N° 459 de 2016. [Ver](#)

27. Resolución Exenta N° 536, de fecha 11 de julio de 2016, que Modifica Resolución Exenta N° 268 de 2015, 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 2015/01, modificada por Resolución Exenta N° 652, de 2015 y Resoluciones Exentas N° 286, N° 459 y N° 527, todas de 2016. [Ver](#)
28. Resolución Exenta N° 545, de fecha 14 de julio de 2016, que Complementa solicitud de información comunicadas en Artículo Segundo de las resoluciones N° 389 y 495, ambas de 2016, de la Comisión Nacional De Energía. [Ver](#)
29. Resolución Exenta N° 549, de fecha 14 de julio de 2016, que Llama a licitación pública y aprueba Bases Administrativas, Técnicas y Anexos, para la contratación del estudio denominado "Estudio Técnico-económico de alternativas de desarrollo de transmisión".
30. Resolución Exenta N° 558, de fecha 15 de julio de 2016, que Aprueba Circular Aclaratoria N° 4, del Proceso "Licitación de Suministro 2015/01". [Ver](#)
31. Resolución Exenta N° 567, de fecha 22 de julio de 2016, que Aprueba 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, período 2015-2016. [Ver](#)
32. Resolución Exenta N° 570, de fecha 26 de julio de 2016, que Comunica valor de los índices contenidos en las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a fijación de precios. [Ver](#)
33. Resolución Exenta N° 571, de fecha 26 de julio de 2016, que Aprueba normas sobre funcionamiento del Comité Especial de Nominaciones y el procedimiento para la primera elección de los miembros del Consejo Directivo del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional y de su Presidente. [Ver](#)
34. Resolución Exenta N° 597, de fecha 4 de agosto de 2016, que Instruye la entrega de información relativa al mecanismo de remuneración de los servicios complementarios contenidos en el Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios, establecido en el Decreto Supremo N° 130 de 2011 del Ministerio de Energía. [Ver](#)
35. Resolución Exenta N° 600, de fecha 4 de agosto de 2016, que Actualiza y comunica obras de generación y transmisión en construcción. [Ver](#)
36. Resolución Exenta N° 604, de fecha 9 de agosto de 2016, que Aprueba Circular Aclaratoria N° 5, del Proceso "Licitación de Suministro 2015/01". [Ver](#)
37. Resolución Exenta N° 609, de fecha 10 de agosto de 2016, que Dispone publicación del listado de precios de energía y potencia de las subestaciones de distribución primarias del Sistema Interconectado Central y del Sistema Interconectado del Norte Grande. [Ver](#)
38. Resolución Exenta N° 630, de fecha 25 de agosto de 2016, que Modifica Resolución Exenta CNE N° 571, de 2016, que Aprueba Normas sobre funcionamiento del Comité Especial de Nominaciones y el procedimiento para la primera elección de los miembros del Consejo Directivo del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional y de su Presidente. [Ver](#)
39. Resolución Exenta N° 634, de fecha 26 de agosto de 2016, que Comunica valor de los índices contenidos en las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a fijación de precios. [Ver](#)

40. Resolución Exenta N° 647, de fecha 6 de septiembre de 2016, 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](#)
41. Resolución Exenta N° 668, de fecha 14 de septiembre de 2016, que establece procedimiento especial para la adecuada implementación del proceso ad-hoc de determinación de instalaciones de Transmisión Zonal de ejecución obligatoria, a que se refiere el Artículo Decimotercero Transitorio de la Ley 20.936. [Ver](#)
42. Resolución Exenta N° 671, de fecha 16 de septiembre de 2016, 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](#)
43. Resolución Exenta N° 675, de fecha 22 de septiembre de 2016, que declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción. [Ver](#)
44. Resolución Exenta N° 680, de fecha 26 de septiembre de 2016, que Comunica valor de los índices contenidos en las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a fijación de precios. [Ver](#)
45. Resolución Exenta N° 717, de fecha 19 de octubre de 2016, téngase presente para todos los efectos legales y administrativos el nombramiento del primer Consejo Directivo del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, efectuado por el Comité Especial de Nominaciones, según acta que indica. [Ver](#)
46. Resolución Exenta N° 724, de fecha 24 de octubre de 2016, Fíjase nueva metodología para la estimación del precio de corto plazo del kerosene doméstico, de conformidad al artículo 2° de la Ley N° 19.030 de 1991, que Crea el Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo. [Ver](#)
47. Resolución Exenta N° 731, de fecha 25 de octubre de 2016, que comunica valor de los índices contenidos en las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a fijación de precios. [Ver](#)
48. Resolución Exenta N° 733, de fecha 26 de octubre de 2016, de convocatoria al proceso de conformación del Consejo Consultivo de la Sociedad Civil de la Comisión Nacional de Energía, año 2016. [Ver](#)
49. Resolución Exenta N° 734, de fecha 26 de octubre de 2016, que modifica Resolución Exenta N° 668 de 2016, que establece procedimiento especial para la adecuada implementación del proceso ad-hoc de determinación de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria, a que se refiere el artículo decimotercero transitorio de la Ley N° 20.936. [Ver](#)
50. Resolución Exenta N° 736, de fecha 27 de octubre de 2016, que declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción. [Ver](#)
51. Resolución Exenta N° 773, de fecha 10 de noviembre de 2016, Resolución de inicio del proceso de elaboración de norma técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución de la Comisión Nacional de Energía, en conformidad a lo dispuesto en la resolución CNE N° 754 de 2016, que aprueba Plan de Trabajo Anual para elaboración y desarrollo de la normativa técnica correspondiente al año 2016. [Ver](#)
52. Resolución Exenta N° 795, de fecha 24 de noviembre de 2016, Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción. [Ver](#)

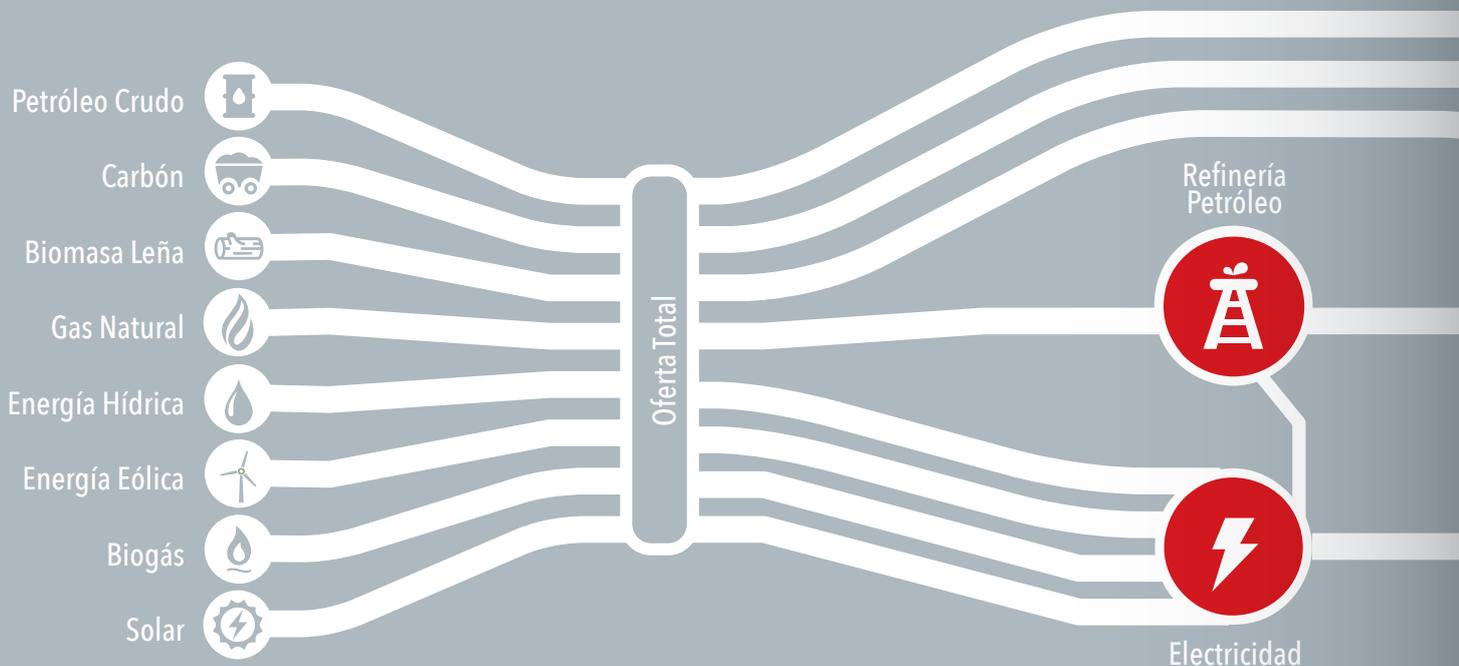
53. Resolución Exenta N° 825, de fecha 24 de noviembre de 2016, Resolución de inicio del proceso de elaboración de norma técnica de homologación de las materias contenidas en los procedimientos DO y DP de Servicios Complementarios a los que se refiere el Decreto N° 130 de 2011, del Ministerio de Energía, en conformidad a lo dispuesto en la Resolución CNE N° 754, de 2016, que aprueba Plan de Trabajo Anual para la elaboración y desarrollo de la normativa técnica correspondiente al año 2016. [Ver](#)
54. Resolución Exenta N° 826, de fecha 24 de noviembre de 2016, Designa integrantes del Comité Consultivo Especial que colaborará en la elaboración de norma técnica de Calidad de Servicio de Distribución, de conformidad a la Resolución CNE N° 773 de 2016, y fija plazo para la celebración de la primera sesión de constitución del mismo. [Ver](#)
55. Resolución Exenta N° 827, de fecha 24 de noviembre de 2016, que Comunica valor de los índices contenidos en las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a fijación de precios. [Ver](#)
56. Resolución Exenta N° 845, de fecha 7 de diciembre de 2016, que Designa integrantes del Comité Consultivo Especial que colaborará en la elaboración de 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, en conformidad a la Resolución CNE N° 825 de 2016, y fija plazo para la celebración de la primera sesión de constitución del mismo. [Ver](#)
57. Resolución Exenta N° 846, de fecha 12 de diciembre de 2016, que Aprueba informe técnico definitivo para la fijación de precios nudo promedio del Sistema Interconectado Central y del Sistema Interconectado del Norte Grande de enero de 2017. [Ver](#)
58. Resolución Exenta N° 849, de fecha 12 de diciembre de 2016, que Aprueba Bases Preliminares 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 2017/01. [Ver](#)
59. Resolución Exenta N° 861, de fecha 15 de diciembre de 2016, 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 de 2016. [Ver](#)
60. Resolución Exenta N° 888, de fecha 19 de diciembre de 2016, 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](#)
61. Resolución Exenta N° 889, de fecha 19 de diciembre de 2016, Designa representantes del Consejo de la Sociedad Civil de la Comisión Nacional de Energía y fija plazo para su primera reunión de constitución. [Ver](#)
62. Resolución Exenta N° 910, de fecha 23 de diciembre de 2016, que Comunica valor de los índices contenidos en las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a fijación de precios. [Ver](#)
63. Resolución Exenta N° 914, de fecha 26 de diciembre de 2016, que Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción. [Ver](#)
64. Resolución Exenta N° 921, de fecha 28 de diciembre de 2016, que Establece disposiciones que indica, para la publicación de la información relativa a la Anualidad del V.I. y C.O.M.A. de cada una de las

- instalaciones de transmisión, de conformidad al literal i) del artículo 72°-8, de la Ley General de Servicios Eléctricos, sobre los Sistemas de Información Pública del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional. [Ver](#)
65. Resolución Exenta N° 938, de fecha 29 de diciembre de 2016, que Aprueba revisión de Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios 2015 y nuevo Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios 2016, todos del CDEC-SIC, de conformidad a lo previsto en el artículo 6° del Decreto Supremo N° 130 de 2011 del Ministerio de Energía. [Ver](#)
 66. Resolución Exenta N° 939, de fecha 29 de diciembre de 2016, que Aprueba Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios 2016 del CDEC-SING, de conformidad a lo previsto en el artículo 6° del Decreto Supremo N° 130 de 2011 del Ministerio de Energía, con excepción de la sección que indica. [Ver](#)
 67. Resolución Exenta N° 940, de fecha 29 de diciembre de 2016, que Aprueba 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. [Ver](#)
 68. Resolución Exenta N° 941, de fecha 29 de diciembre de 2016, Resolución de inicio del proceso de elaboración de Anexos de la Norma Técnica de Calidad y Seguridad de Servicio, en conformidad a lo dispuesto en la Resolución CNE N° 754 de 2016, que Aprueba plan de trabajo anual para la elaboración y desarrollo de la normativa técnica correspondiente al año 2016. [Ver](#)
 69. Resolución Exenta N° 942, de fecha 30 de diciembre de 2016, Declárase abierto el proceso para formar el registro de instituciones y usuarios interesados, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley General de Servicios Eléctricos. [Ver](#)

05. DICTÁMENES DEL PANEL DE EXPERTOS 2016

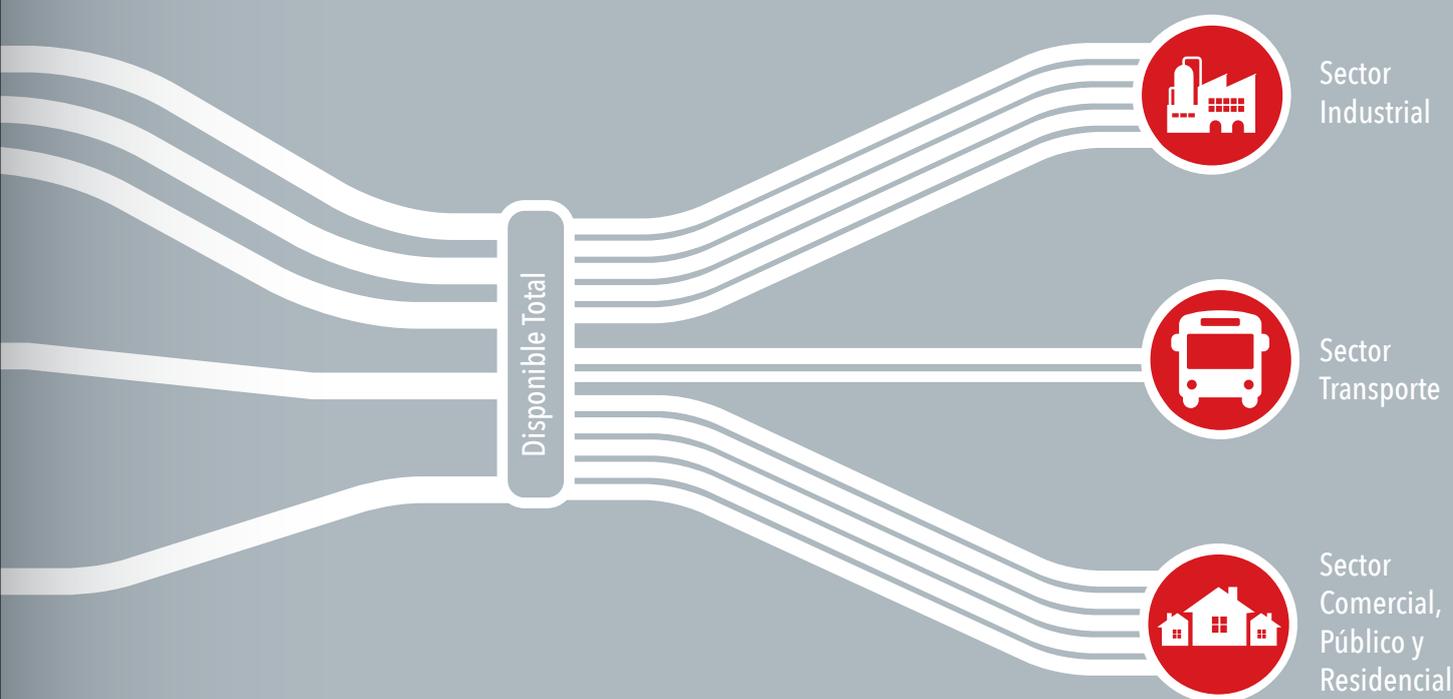
1. Dictamen N° 1-2016, de 22 de marzo de 2016, sobre discrepancia con el Informe Anual 2016 de cálculo de los pagos por peajes, cargos únicos e ingreso tarifario esperado por tramo del Sistema Troncal del SING, de la Dirección de Peajes del CDEC-SING. [Ver](#)
2. Dictamen N° 2-2016, de 22 de marzo de 2016, sobre Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal. Período 2015-2016 [Ver](#)
3. Dictamen N° 3-2016, de 22 de marzo de 2016, sobre discrepancia respecto del Informe anual 2016, Cálculo de Peajes por el Sistema de Transmisión Troncal del SIC, de la DP del CDEC-SIC. [Ver](#)
4. Dictamen N° 5-2016, de 5 de septiembre de 2016, sobre discrepancia de Enel Green Power contra la DO del CDEC SIC, respecto de parámetros operacionales de la Central Termoeléctrica Guacolda. [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.

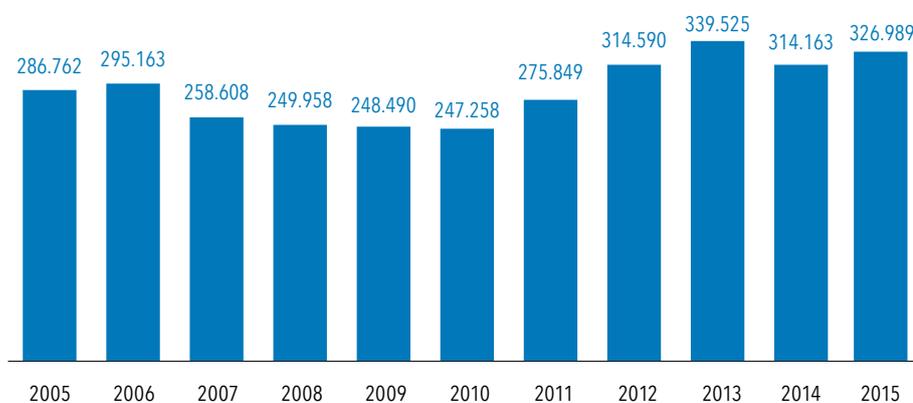
El BNE, además, constituye un elemento esencial para la formulación de políticas energéticas y la planificación energética nacional, sirviendo también de base para el análisis del impacto medioambiental del uso energético y para la elaboración del inventario de gases de efecto invernadero.



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 2015 alcanzó un total de 326.989 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

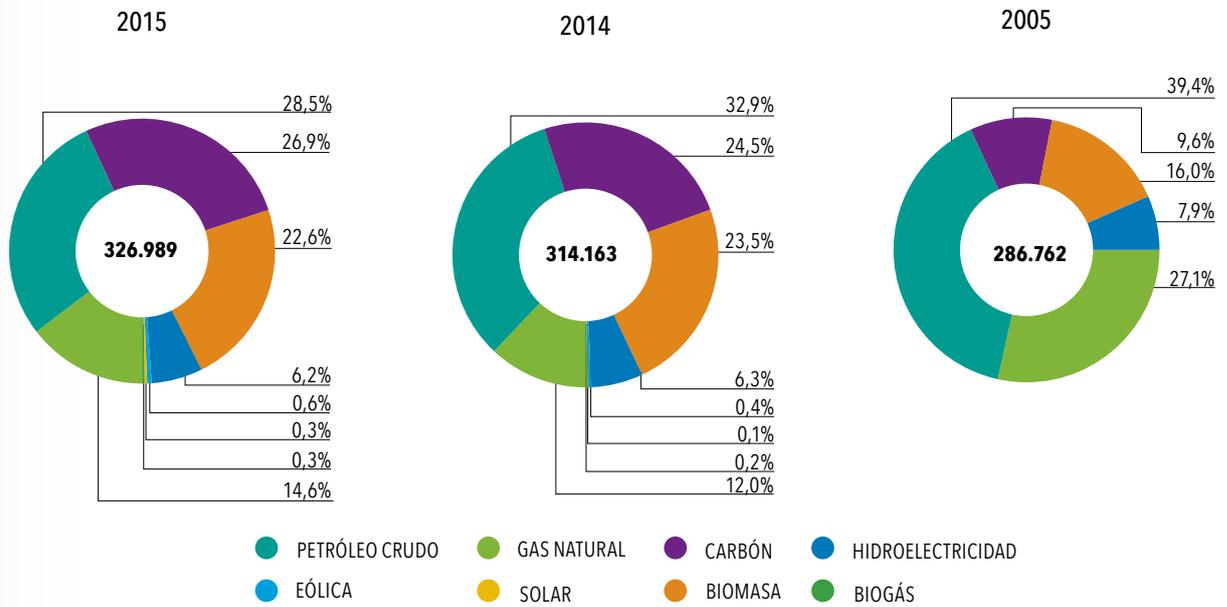
VARIACIÓN TOTAL DE OFERTA DE ENERGÍA PRIMARIA EN TCal

2015

326.989



TOTAL DE LA OFERTA DE ENERGÍA PRIMARIA EN CHILE EN TCaI



Fuente: Balance Nacional de Energía – Ministerio de Energía

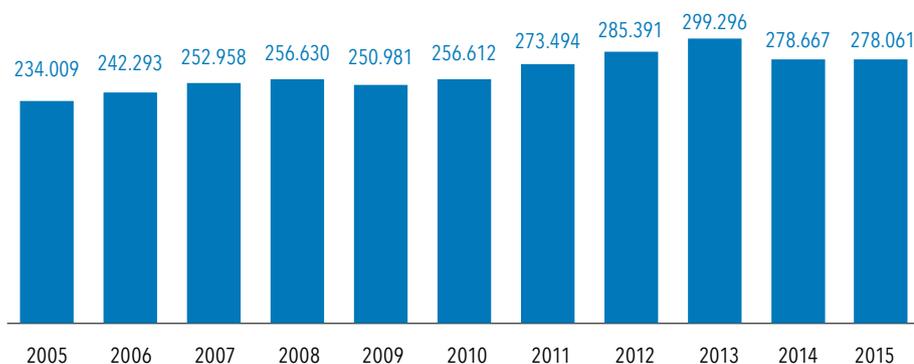
VARIACIÓN DE OFERTA DE ENERGÍA PRIMARIA EN TCaI POR TIPO DE ENERGÉTICO



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

2015

278.061

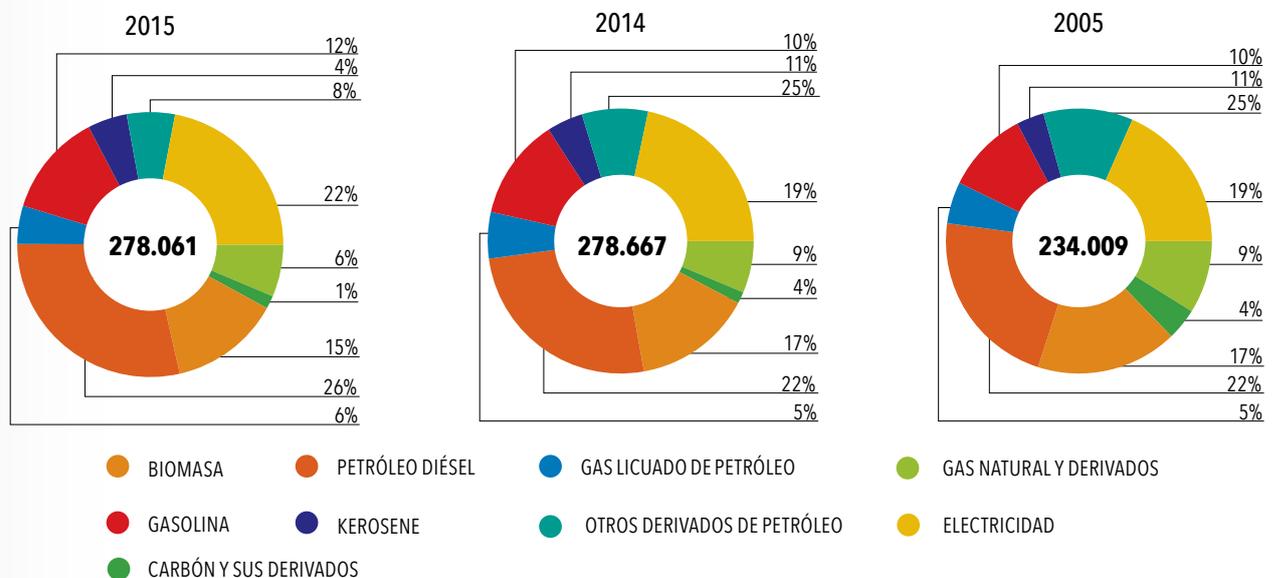
-0,1% 19% 1,7%

2014 2005 TCAC

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

2015

GAS NATURAL Y DERIVADOS



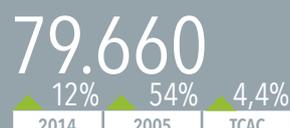
CARBÓN Y SUS DERIVADOS



BIOMASA



PETRÓLEO DIÉSEL



GAS LICUADO DE PETRÓLEO



GASOLINA



KEROSENE



OTROS DERIVADOS DE PETRÓLEO



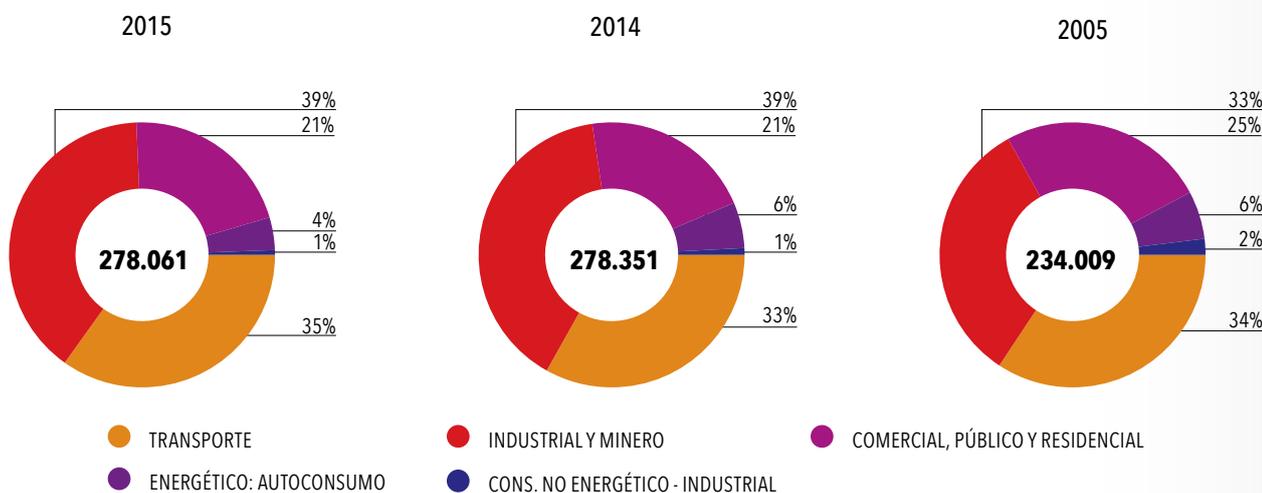
ELECTRICIDAD



CONSUMO FINAL DE ENERGÍA SEGÚN SECTOR

Se presenta el consumo final de energía del año 2015 desagregado por sector. Los sectores que más demandan energía en el año 2015 son Transporte (35%), seguido por la Industria y Minería (39%) y el Consumo Residencial* (21%). 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

2015

SECTOR TRANSPORTE

96.939

5,2% 21% 1,9%
2014 2005 TCAC

SECTOR INDUSTRIAL Y MINERO

109.713

-0,4% 43% 3,7%
2014 2005 TCAC

SECTOR COMERCIAL,
PÚBLICO Y RESIDENCIAL

58.675

0,8% -0,6% -0,1%
2014 2005 TCAC

SECTOR ENERGÉTICO:
AUTOCONSUMO

11.123

-29% -19% -2,1%
2014 2005 TCAC

CONSUMO NO
ENERGÉTICO - INDUSTRIAL

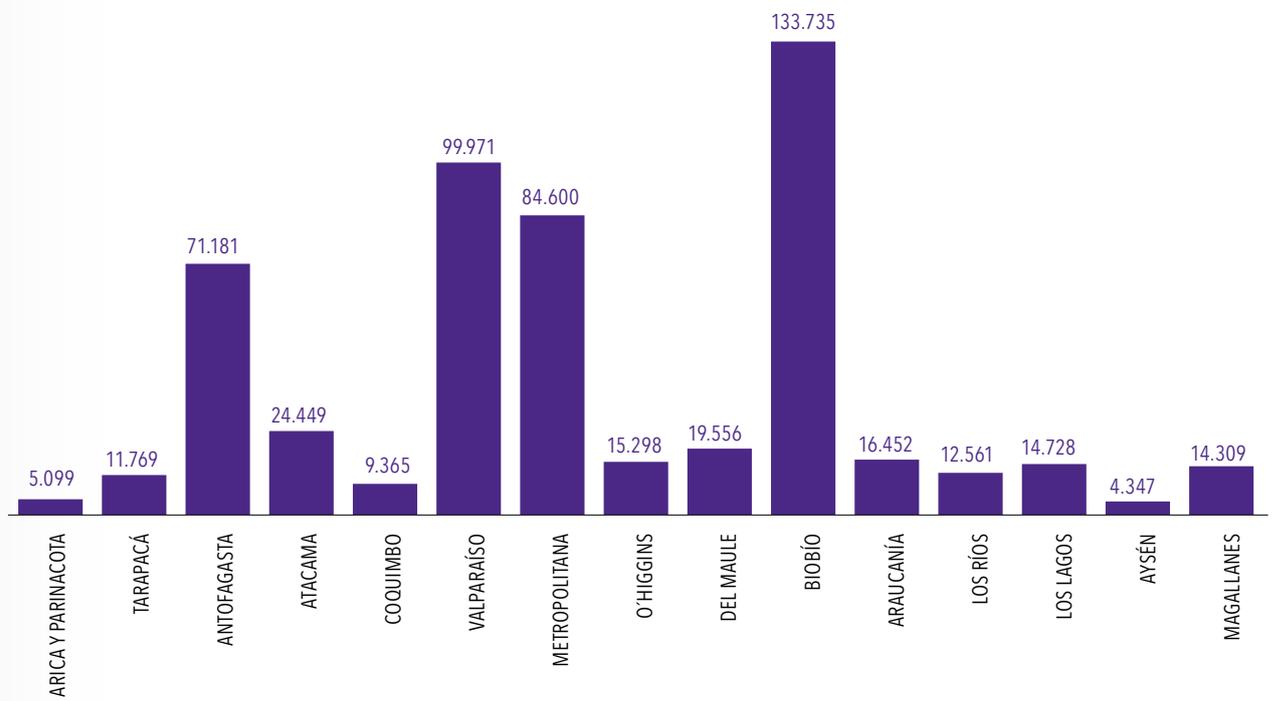
1.611

-30% -65% -9,9%
2014 2005 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

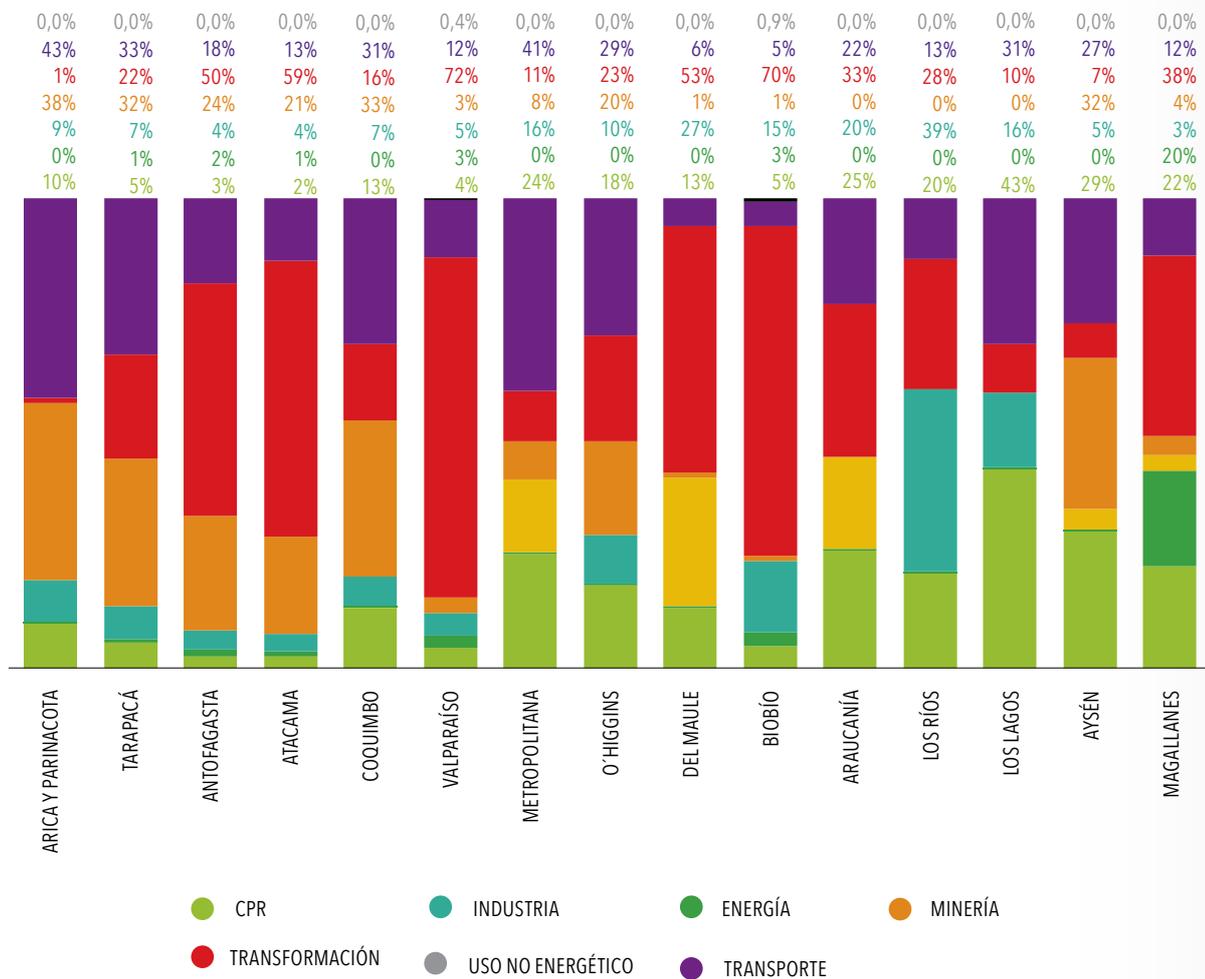
03. CONSUMOS REGIONALES

DISTRIBUCIÓN REGIONAL DEL CONSUMO FINAL SEGUN SECTORES



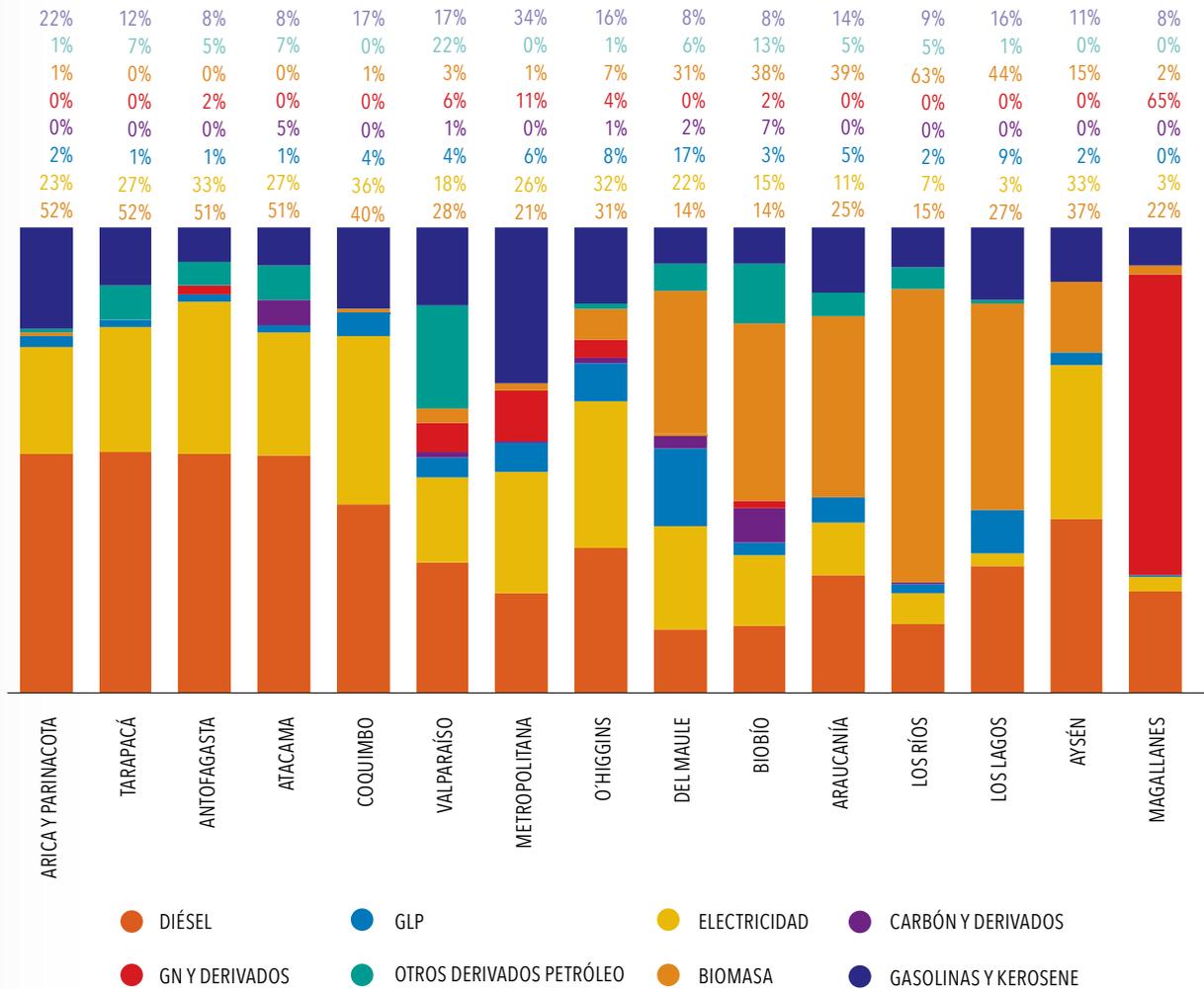
Fuente: Balance Nacional de Energía – Ministerio de Energía

DISTRIBUCIÓN REGIONAL DEL CONSUMO FINAL SEGÚN SECTORES



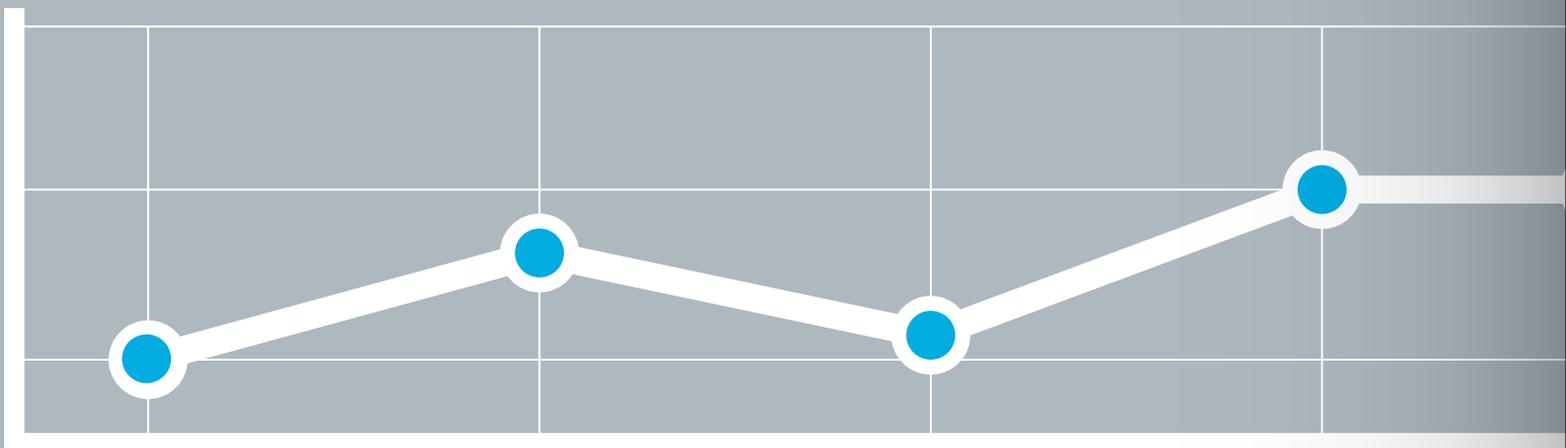
Fuente: Balance Nacional de Energía – Ministerio de Energía

DISTRIBUCIÓN REGIONAL DEL CONSUMO FINAL SEGÚN ENERGÉTICOS



Fuente: Balance Nacional de Energía – Ministerio de Energía

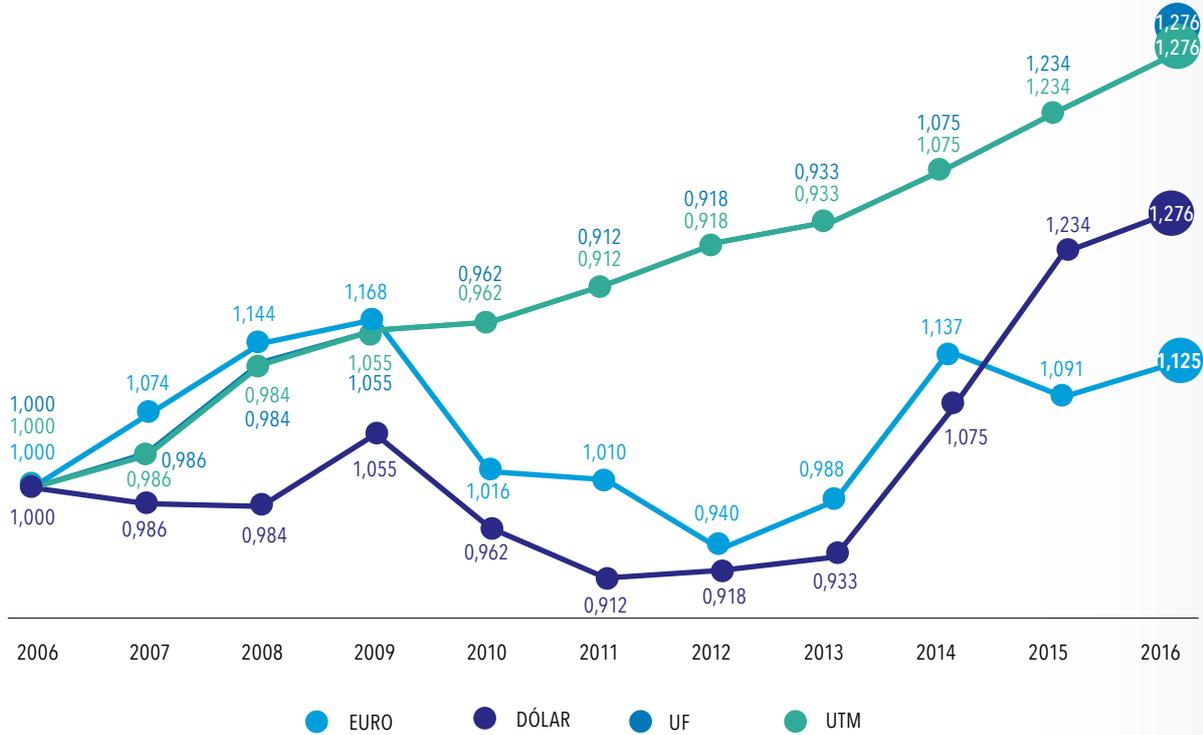
INDICADORES INTERNACIONALES Y FINANCIEROS





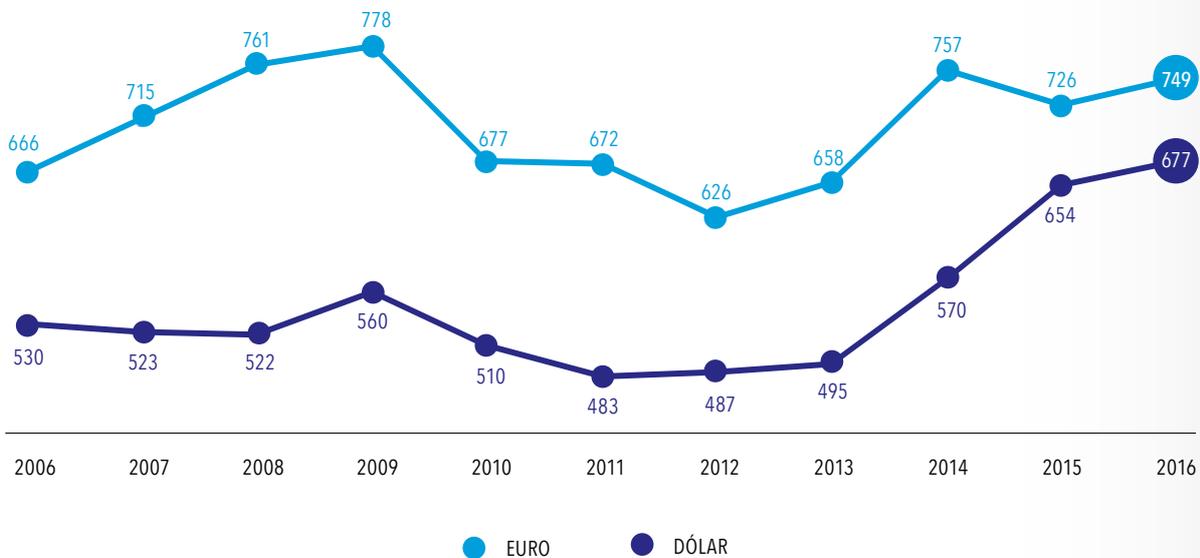
01. INDICADORES FINANCIEROS

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



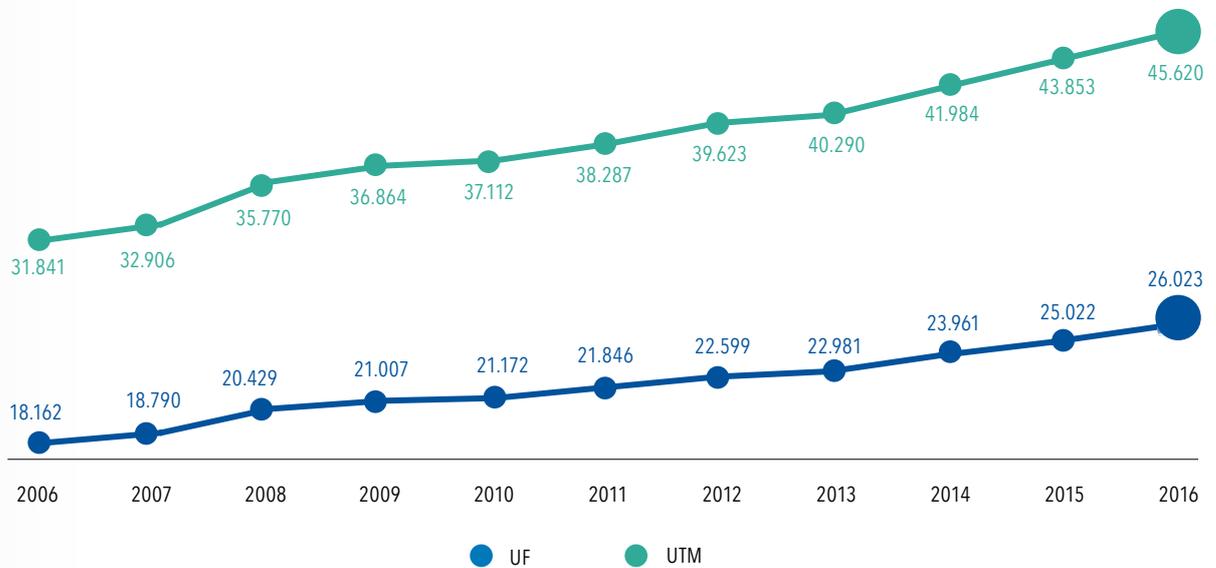
Fuente: Banco Central

EVOLUCIÓN TASA DE CAMBIO DÓLAR Y EURO A PESOS CHILENOS



Fuente: Banco Central

EVOLUCIÓN UF Y UTM



Fuente: Superintendencia de Bancos e Instituciones Financieras

VARIACIÓN DE LOS PRINCIPALES INDICADORES FINANCIEROS

2016

EURO_BC

749

3,2% 13% 1,2%
2015 2006 TCAC

USD_BC

677

3,5% 28% 2,5%
2015 2006 TCAC

UF_SBIF

26.023

4,0% 43% 3,7%
2015 2006 TCAC

UTM_SBIF

45.620

4,0% 43% 3,7%
2015 2006 TCAC

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 General de Electricidad y 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
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 2006-2016

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
2016**

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

