



UNIVERSIDAD NACIONAL DE LANÚS
DEPARTAMENTO DE PLANIFICACIÓN Y POLÍTICAS PÚBLICAS
TESIS DE MAESTRÍA EN GESTIÓN DE LA ENERGÍA

Título

Índice de Seguridad Energética para Argentina
Definición y evaluación en el periodo 2000 - 2019

Tesista: Ing. Alejandra Romano

Director de Tesis: Ing. Raúl Landaveri

Buenos Aires, 2023

Contenido

Resumen	4
1. El tema y los objetivos de investigación	5
1.1 Introducción y presentación del tema de investigación.....	5
1.2 Tema de estudio	5
1.3 Objetivos generales y específicos	6
1.4 Metodología.....	7
2. El concepto de seguridad energética	9
2.1 Evolución del concepto y sus dimensiones.....	9
2.2 Definición y dimensiones adoptadas	16
3. Índices de seguridad energética	21
3.1 Introducción	21
3.2 Construcción	22
3.2.1 Selección	22
3.2.2 Normalización.....	23
3.2.3 Ponderación.....	24
3.2.4 Agregación	26
3.3 Ejemplos.....	26
3.3.1 Índice de Seguridad Energética para Singapur (SESI).....	26
3.3.2 Índice de Seguridad Energética para Pakistán (ESIP)	28
3.3.3 Tecnología de evaluación del nivel de seguridad energética (Lituania)	32
3.3.4 Índice de seguridad energética sostenible para países en desarrollo (SES) .	33
4. Índice de Seguridad Energética para Argentina	35
4.1 Definición de indicadores	35
4.1.1 De Disponibilidad.....	35
4.1.2 De Asequibilidad.....	50
4.1.3 Ambiental	54
4.1.4 Soberanía.....	56
4.2 Normalización	59
4.2.1 Disponibilidad	60

4.2.2 Asequibilidad	64
4.2.3 Ambiental	65
4.2.4 Soberanía	66
4.3 Criterios de Ponderación y Agregación.....	67
4.3.1 Disponibilidad	67
4.3.2 Asequibilidad	67
4.3.3 Ambiental	67
4.3.4 Soberanía	68
4.3.5 Índice de Seguridad Energética	68
5. Obtención y análisis de resultados	70
5.1 Disponibilidad	70
5.2 Asequibilidad.....	74
5.3 Ambiental.....	75
5.4 Soberanía	77
5.5 Índice de Seguridad Energética	78
6. Conclusiones	80
6.1 Conclusiones metodológicas	80
6.2 Seguridad Energética en Argentina entre 2000 – 2019.....	81
Anexo A - Evolución del sistema energético argentino 2000 – 2019.....	83
A.1 Análisis de la estructura del sistema a partir de los balances energéticos	83
A.2 Gas Natural y Distribuido.....	93
A.3 Petróleo y derivados.....	99
A.4 Carbón Mineral.....	109
A.5 Energía eléctrica	109
A.6 Energía Nuclear.....	120
A.7 Energía Hidráulica.....	121
A.8 Energías Renovables	123
A.9 Emisiones.....	124
Bibliografía.....	126
Páginas web consultadas.....	129

Listado de Abreviaturas

ACP Análisis de componente principal

ADEERA Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina

AED Análisis envolvente de datos

AEMA Agencia Europea de Medio Ambiente

AHP Proceso de análisis jerárquico

APERC Asia Pacific Energy Research Centre

ASEAN Asociación de Naciones del Sudeste Asiático

BEN Balance Energético Nacional

CAMMESA Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.

CANDU Canadá Deuterio Uranio

CAREM Central Argentina de Elementos Modulares

CE Comisión Europea

CEPAL Comisión Económica para América Latina y el Caribe

CFT Consumo Final Total

CME Consejo Mundial de la Energía

CNEA Comisión Nacional de Energía Atómica

CNT Consumo Neto Total

CONUAR Combustibles Nucleares Argentinos

DAES Departamento de Asuntos Económicos y Sociales de las Naciones Unidas

EDELAP Empresa Distribuidora La Plata

EDEMSA Empresa Distribuidora de Electricidad de Mendoza Sociedad Anónima

EDENOR Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte Sociedad Anónima

EDESUR Empresa Distribuidora de Energía Sur Sociedad Anónima

ENARGAS Ente Nacional Regulador del Gas

ENARSA Energía Argentina S.A.

ENRE Ente Nacional Regulador de la Electricidad

ENSI Empresa Neuquina de Servicios de Ingeniería

EPE Santa Fe Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe

EPEC Empresa Provincial de Energía de Córdoba

ESIP Índice de Seguridad Energética para Pakistán

GNL Gas Natural Licuado

GU Grandes Usuarios

GUDI Grandes Usuarios de Distribución

HHI Índice de Herfindahl e Hirschman

IEA International Energy Agency

INDEC Instituto Nacional de Estadística y Censos

INVAP Investigación Aplicada

IPCC Panel Intergubernamental de Cambio Climático

IVA Impuesto al Valor Agregado

MATER Mercado a Término de Energías Renovables

MEM Mercado Eléctrico Mayorista

NASA Nucleoeléctrica Argentina S.A.

OCDE Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico

OIBT Oferta Interna Bruta Total

OIEA Organismo Internacional de Energía Atómica

OLADE Organización Latinoamericana de Energía

PBI Producto Bruto Interno

PERMER Proyecto Energías Renovables en Mercado Rurales

PHWR Reactor de agua pesada presurizada

PNUD Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo

PyME Pequeña y Mediana Empresa

RIPTE Remuneración Imponible Promedio de los Trabajadores Estables

SAIDI Tiempo total de interrupción por usuario

SAIFI Frecuencia media de interrupción por usuario

SES Índice de seguridad energética sostenible para países en desarrollo

SESI Índice de Seguridad Energética para Singapur

TEP Tonelada Equivalente de Petróleo

YPF Yacimientos Petrolíferos Fiscales

Resumen

El abastecimiento y consumo de energía es de vital importancia para el crecimiento y desarrollo de un país, así como para el bienestar de sus habitantes. Es por esto que la seguridad energética ocupa un lugar primordial en las políticas energéticas. Para analizar y cuantificar la seguridad energética, se desarrollan índices, los cuales poseen diferentes dimensiones desde las cuales se realiza el análisis. Cada dimensión está compuesta por varios indicadores, los cuales, una vez normalizados y ponderados constituyen el Índice de Seguridad Energética.

El objetivo de esta tesis es elaborar un Índice de Seguridad Energética específico para Argentina, que permita evaluar la seguridad energética en el país. La metodología empleada incluye la revisión bibliográfica sobre el tema, la definición del concepto de seguridad energética y las dimensiones a utilizar, la propuesta de indicadores e índice y su cálculo.

Se analizan diversos trabajos donde se conceptualiza la seguridad energética y su evolución en el tiempo. Dado que no existe un consenso en su definición y la misma depende del contexto, en esta investigación se adopta la siguiente definición: *La capacidad del sistema energético de un país para garantizar el acceso equitativo y permanente a fuentes energéticas de calidad que permitan el desarrollo humano y económico de su población, de un modo sostenible ambiental, económica y tecnológicamente.*

A partir del análisis del sistema energético argentino, se proponen 28 indicadores correspondientes a las dimensiones *disponibilidad, asequibilidad, ambiental y soberanía*, los cuales conformarán el Índice de Seguridad Energética. El Índice se calcula para el periodo 2000 – 2019 y se analiza su evolución. A partir de este análisis se puede observar que la seguridad energética empeora durante todo el periodo. Las dimensiones de soberanía, disponibilidad y ambiental se recuperan levemente a partir de 2014 y 2016, mientras que asequibilidad cae desde 2016.

Surgen también diversas conclusiones metodológicas, como la necesidad de definir qué se entiende por seguridad energética y de adoptar indicadores relevantes para el país bajo estudio, además de la importancia de un sistema de información energética robusto. Finalmente se considera al Índice de Seguridad Energética una herramienta indispensable para el monitoreo y evaluación del diseño y la implementación de la política energética, ya que cada indicador puede ser un objetivo específico de política. De allí, que el mismo debe ser calculado año a año y modificado si se registran cambios en el sistema energético y/o en la política energética.

1. El tema y los objetivos de investigación

1.1 Introducción y presentación del tema de investigación

El abastecimiento y el consumo de la energía es indispensable para el crecimiento y desarrollo económico de un país, así como para el mejoramiento de la calidad de vida de las personas (Billi & Urquiza, 2020; OLADE/CEPAL/GTZ, 2003). De hecho, “garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna” es uno de los objetivos del Desarrollo Sostenible (ODS 7) de Naciones Unidas.

La seguridad del suministro y la concentración de las fuentes de energía entre países, las teorías sobre el pico del petróleo, el aumento de los precios y la pobreza energética, entre otras, se han convertido en preocupaciones destacadas de los encargados de formular políticas y los inversores, dándole a la seguridad energética un lugar sustancial en las políticas públicas. (Sovacool et al., 2011)

La seguridad energética comenzó a ser una problemática y área de interés desde hace tiempo. Sin embargo, el concepto se ha ido modificando y adaptando a los contextos y dificultades imperantes, como se analizará en el capítulo 2. Del mismo modo, existen diversas dimensiones desde las que se analiza la seguridad energética según el momento de estudio, así como también del objetivo del mismo. Por lo tanto, antes de iniciar un análisis de seguridad energética, se debe precisar qué se entiende por ella y desde qué dimensiones se la abordará.

Para cuantificar y analizar la seguridad energética se han desarrollado diversos índices. Normalmente se definen las dimensiones de estudio y dentro de cada una se elaboran indicadores que intentan describir los aspectos que la componen. A partir de normalizaciones y ponderaciones se obtienen índices para cada dimensión y luego un índice global de seguridad energética. La forma de los indicadores depende del estudio que se quiera llevar a cabo. Algunos permiten comparar países, otros estudiar la evolución de la seguridad energética de un país, unos se utilizan para evaluar resultados de ciertas políticas o para realizar prospectivas. Por lo tanto, es importante que los mismos estén desarrollados para tener en cuenta las particularidades del caso de estudio y reflejar las características de la seguridad energética que se quieran analizar.

1.2 Tema de estudio

En la presente investigación se abordará la seguridad del sistema energético argentino. En función de lo desarrollado anteriormente, se formulan las siguientes hipótesis:

- ❖ *A partir de un sistema de indicadores adecuadamente diseñado, teniendo en cuenta el contexto político, económico, tecnológico, ambiental y cultural, se puede realizar una evaluación de la seguridad energética de un país.*
- ❖ *Las falencias de los sistemas de información energética pueden limitar los alcances y/o profundidad del análisis de la seguridad energética del país.*
- ❖ *Los componentes de un Índice de Seguridad Energética se constituyen en una herramienta adecuada para el monitoreo y evaluación de la implementación de la política energética.*

El estudio se llevará a cabo a partir de la construcción de indicadores e índices y su evaluación en un periodo de mediano - largo plazo (entre 15 y 20 años), de manera que se reflejen las distintas situaciones estructurales y coyunturales del sistema energético que deben tenerse en cuenta en el análisis de la seguridad energética. El periodo de estudio será 2000 – 2019.

Dada la relevancia que tiene la energía en el desarrollo de un país y la calidad de vida de sus ciudadanos, es que resulta de importancia el análisis de los resultados de las políticas energéticas desde una perspectiva integral como lo es la seguridad energética. Esto permite tener en cuenta los aciertos y errores para la formulación de políticas futuras. Se busca que el Índice de Seguridad Energética sea una herramienta que contribuya a dar solvencia a dicho análisis.

1.3 Objetivos generales y específicos

Objetivo general

Elaborar un sistema de indicadores para evaluar la seguridad energética de Argentina en el periodo 2000 – 2019 y analizar su resultado.

Objetivos específicos

1. Analizar el concepto de seguridad energética y sus distintas dimensiones y precisar el enfoque y alcance que se utilizará en la presente investigación.
2. Estudiar distintos modelos e indicadores para cuantificar la seguridad energética.
3. Definir indicadores e índices para analizar el caso específico de Argentina.
4. Elaborar los indicadores seleccionados para Argentina en el periodo 2000 – 2019.
5. Analizar los resultados obtenidos y elaborar conclusiones y recomendaciones.

1.4 Metodología

El primer objetivo específico de esta investigación *-Analizar el concepto de seguridad energética y sus distintas dimensiones y precisar el enfoque y alcance que se utilizará en la presente investigación-* es fundamental para sentar las bases de la misma. A partir de la revisión bibliográfica de papers académicos de autores abocados al estudio de la seguridad energética y de publicaciones de organismos internacionales (como la Comisión Económica para América Latina y el Caribe -CEPAL-, International Energy Agency -IEA-, Organización Latinoamericana de Energía -OLADE-), se analizarán las distintas definiciones, dimensiones y perspectivas que existen sobre la seguridad energética. Se analizarán las principales corrientes, de manera de poder definir, de acuerdo a los alcances de esta investigación, los conceptos y enfoques que regirán la misma.

El segundo objetivo específico *-Estudiar distintos modelos e indicadores para cuantificar la seguridad energética-* se abordará de la misma manera que el primero, es decir a partir de la revisión bibliográfica del mismo tipo de material.

La importancia de este objetivo radica en la necesidad de conocer qué opciones existen en la literatura disponible para poder realizar una mejor elección para el caso de estudio.

El tercer objetivo específico *-Definir indicadores e índices para analizar el caso específico de Argentina-* se desarrollará teniendo en cuenta la información relevada en los objetivos anteriores y las características principales del sistema energético argentino, para lo cual se realizará un diagnóstico del mismo. Se analizarán cuáles son los indicadores adecuados para abordar el enfoque elegido y que reflejen las características específicas del sistema energético argentino. Se definirán distintos indicadores para cada dimensión seleccionada y a partir de ellas un índice para cada una y un índice global. Se considera fundamental que se adopten indicadores que sean de relevancia para el caso argentino y que los mismos se puedan obtener a partir de información disponible.

El cuarto objetivo específico *-Elaborar los indicadores seleccionados para Argentina en el periodo 2000 – 2019-* se logrará en primera instancia recolectando la información necesaria según los indicadores elegidos. Esta información se buscará en publicaciones y organismos oficiales como: Balances Energéticos Nacionales, Secretaría de Energía, Enargas, Enre, Cammesa, INDEC, Ministerio de Economía, entre otros.

Es de destacar que la gran mayoría de la información necesaria se obtiene de estadísticas oficiales de publicación periódica. En la eventualidad de que, para un indicador de Argentina, y que resulte relevante según el enfoque elegido, no exista la información

necesaria para su elaboración, se evaluará hacer un relevamiento específico dentro de esta investigación y/o se realizarán las recomendaciones para la obtención de dicha información en forma sistemática.

Una vez obtenida la información se realizarán los cálculos necesarios para obtener los indicadores deseados para cada año del periodo de estudio. Se presentarán los resultados en forma de gráficos, tanto del índice global como de los indicadores desagregados.

Este objetivo es parte fundamental de la investigación ya que es la aplicación de lo desarrollado en los objetivos anteriores al caso argentino.

El último objetivo específico *-Analizar los resultados obtenidos y elaborar conclusiones-* busca analizar los resultados obtenidos en el punto anterior.

Consecuentemente con los objetivos planteados se desarrolla esta tesis. En el capítulo 2 se estudia la evolución del concepto de seguridad energética y las distintas dimensiones utilizadas para su análisis. Luego de este estudio se presenta la definición de seguridad energética que se utilizará en la presente investigación y las dimensiones elegidas para su abordaje.

En el capítulo 3 se analiza cómo se construyen los índices de seguridad energética abarcando todas sus etapas: selección de indicadores, normalización, ponderación y agregación. Se incluyen también algunos ejemplos de índices desarrollados en distintos trabajos.

En el capítulo 4 se definen los indicadores para cada dimensión, su modo de cálculo y normalización. Luego se establecen los criterios de ponderación de los indicadores dentro de la dimensión y de las dimensiones en el índice global.

En el capítulo 5 se analizan los resultados obtenidos en cada una de las dimensiones y del Índice de Seguridad Energética.

En el capítulo 6 se desarrollan las conclusiones de esta investigación, tanto metodológicas como de resultados.

En el Anexo A se analiza la evolución del sistema energético argentino entre 2000 – 2019 a partir de la estructura energética en su conjunto y de las fuentes principales.

2. El concepto de seguridad energética

2.1 Evolución del concepto y sus dimensiones

La seguridad energética comenzó a ser una inquietud y un área de estudio hace un siglo. El concepto ha ido evolucionando y modificando su centro de atención, al igual que las dimensiones que se utilizan para analizarla. En la primera mitad del siglo XX, la noción de seguridad energética estaba muy ligada con el abastecimiento de combustibles para el sector militar. Luego de la Segunda Guerra Mundial, comienza también a ser de gran importancia el uso de petróleo y sus derivados en las sociedades industrializadas para el transporte de pasajeros y mercancías, la producción de alimentos, la calefacción, la industria y la generación de electricidad. Este gran crecimiento del consumo de combustibles pone de manifiesto la insuficiencia de recursos de muchos de los países industrializados, con el consecuente surgimiento de la dependencia de las importaciones. A su vez, los países exportadores comienzan a depender económicamente de estos intercambios. (Cherp & Jewell, 2011)

Azzuni y Breyer realizaron un análisis cronológico de la evolución de las definiciones de seguridad energética. Según su investigación, el primer registro de una definición se encuentra luego de la crisis energética de 1973¹ por parte de Willrich: "Garantizar el suministro de energía suficiente para que la economía nacional funcione de forma políticamente aceptable". Luego, Deese en el año 1979 introduce la noción de que la seguridad energética es una condición, una situación o un estatus más que una política y hace hincapié en la "Nación" como un todo en lugar de considerar a los individuos y subgrupos. Estas dos definiciones se centran en la disponibilidad de los recursos energéticos, lo que refleja las condiciones globales imperantes de ese momento. (Azzuni & Breyer, 2018)

Por lo tanto, hasta esta época, el problema principal de la seguridad energética era proteger el abastecimiento de petróleo. La estrategia de los países industrializados consistió en crear un régimen internacional, con la participación de muchos actores para garantizar que ninguno tenga demasiado poder. Es en este momento cuando se crea la

¹ La vulnerabilidad del sistema se puso de manifiesto en 1973, cuando la mayoría de los miembros árabes de la OPEP, junto con varios países árabes no pertenecientes a la OPEP, cortaron el suministro de petróleo a Estados Unidos, los Países Bajos y, posteriormente, a varios otros países, en protesta por el apoyo de Estados Unidos a Israel en la guerra de Yom Kipur (en la que se enfrentaba con Siria y Egipto). Como consecuencia, el precio del petróleo se cuadruplicó, lo que desencadenó una crisis económica y puso de manifiesto la fragilidad del sistema mundial de suministro de petróleo. (Cherp & Jewell, 2011)

IEA² y se comienza a promover la producción de petróleo en otros países y la migración a otras fuentes en ciertos sectores de consumo. (Cherp & Jewell, 2011)

Siguiendo con el estudio de Azzuni y Breyer, en la década del 80, se registran pocos avances en las definiciones de seguridad energética, destacando la postura de Lovins y Lovins, quienes consideran que “la seguridad energética no debe considerarse como la mera capacidad de mantener el flujo de petróleo”. Sostienen que existen otras vulnerabilidades producto de “la naturaleza, organización, estructura de control e interconexiones de las tecnologías altamente centralizadas”. (Lovins & Lovins, 1981)

En los años 90, Bohi y Toman definen a la inseguridad energética como “la pérdida de bienestar debido a los cambios en procesos (por ejemplo, fluctuaciones en el precio del petróleo debido a conflictos)”. (Azzuni & Breyer, 2018)

A principios del siglo 21, se observa una mayor actividad en la investigación y literatura sobre seguridad energética, así como también una mayor participación de organismos internacionales. El Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) define la seguridad energética como: “la disponibilidad continua de energía en diversas formas, en cantidades suficientes y a precios razonables” y sostiene que tiene distintos aspectos: “Significa una vulnerabilidad limitada a las interrupciones transitorias o más largas de los suministros importados. También significa la disponibilidad de recursos locales e importados para satisfacer la creciente demanda a lo largo del tiempo y a precios razonables”. Asimismo introduce una nueva noción de localidad haciendo hincapié en que “la seguridad energética debe investigarse a varios niveles: a nivel mundial, para garantizar la suficiencia de los recursos; a nivel regional, para garantizar que se pueda establecer una red y un comercio; a nivel nacional, para garantizar la seguridad del suministro; y a nivel de los consumidores, para garantizar que se pueda satisfacer la demanda de los consumidores (United Nations Development Programme, 2000).

La IEA adopta un enfoque similar al definir el término utilizando la noción de disponibilidad física de los suministros. Además de la disponibilidad, en esta época se introducen cuestiones como el precio y la fiabilidad del suministro.

Hacia el año 2004, la definición evoluciona con la inclusión del concepto de la ausencia de riesgos y perturbaciones. La atención a los posibles riesgos lleva al PNUD a actualizar su definición añadiendo otra dimensión a la seguridad energética: el medio ambiente (Azzuni & Breyer, 2018). También aparece una creciente preocupación de las sociedades

² La IEA se crea en 1974 con el objetivo de coordinar respuestas de emergencia ante potenciales interrupciones del suministro de petróleo. Los países fundadores fueron Alemania, Austria, Bélgica, Canadá, Dinamarca, España, Estados Unidos, Irlanda, Italia, Japón, Luxemburgo, Noruega, Países Bajos, Reino Unido, Suecia y Suiza.

industrializadas a las perturbaciones, ya sea por sabotaje, ataques terroristas, fenómenos naturales extremos o fallos técnicos (Cherp & Jewell, 2011).

La tendencia a añadir más dimensiones a la definición de seguridad energética continua en 2005 con la inclusión de las infraestructuras, el suministro nacional y la sostenibilidad. En el periodo 2006-2010 se produce un desarrollo considerable en el estudio de la seguridad energética, y se pueden encontrar 21 definiciones diferentes en la literatura. (Azzuni & Breyer, 2018). Entre ellas, se pueden citar las siguientes:

- “La capacidad de una economía para garantizar la disponibilidad del suministro de recursos energéticos de forma sostenible y oportuna con el precio de la energía a un nivel que no afecte negativamente a los resultados económicos de la economía” (APERC, 2007)
- “Capacidad de un país para satisfacer la demanda nacional de energía con suficiencia, oportunidad, sustentabilidad y precios adecuados, en el presente y hacia un futuro, que suele medirse por lustros y decenios más que por años” (Navarrete, 2008)

Surgen estudios que hacen mayor hincapié en el uso de dimensiones para estudiar la seguridad energética. Por ejemplo, el Asia Pacific Energy Research Centre (APERC) considera tres elementos fundamentales de la seguridad energética:

- Física: la disponibilidad y accesibilidad de las fuentes de suministro
- Económica: la asequibilidad de la adquisición de recursos y del desarrollo de infraestructuras energéticas
- Sostenibilidad ambiental: el desarrollo y uso sostenible de los recursos energéticos que "satisface las necesidades del presente sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades".

De aquí surgen las “4 A”: *availability* (disponibilidad de recursos energéticos), *accessibility* (considera barreras de accesibilidad como factores económicos, políticos o tecnológicos), *affordability* (asequibilidad del costo de inversión, operación y mantenimiento y costo de recursos y combustibles) y *acceptability* (aceptabilidad ambiental). (APERC, 2007)

Por su parte, Kleber plantea las “5 S”: *surety* (es la garantía de acceso a fuentes de energía y combustibles), *survivability* (fuentes de energía y combustibles resistentes y duraderos frente a daños potenciales), *supply* (fuentes de energía identificadas, ya sea combustibles fósiles tradicionales, energía alternativa o renovable), *sufficiency* (cantidad adecuada de energía y combustibles de una variedad de fuentes), y *sustainability* (requiere de prácticas operativas para perpetuarse, limitando la demanda,

reduciendo el desperdicio y utilizando de manera efectiva la energía alternativa y los recursos renovables en la mayor medida posible). (Kleber, 2009)

Hughes se refiere al papel de los gobiernos y las políticas, definiendo a la seguridad energética como “acciones o políticas gubernamentales para garantizar que una comunidad tenga acceso a fuentes de energía fiables y seguras a un precio razonable” (Hughes, 2006). Bruusgaard centra la atención en el rol del Estado, argumentando que la seguridad energética se entiende como “una situación en la que el país, sus ciudadanos, la sociedad, el Estado y la economía estén protegidos frente a las amenazas que supone el suministro fiable de combustible y energía” (Bruusgaard, 2007). Yergin se centra en dos dimensiones (disponibilidad y costo) para definir la seguridad energética. La inclusión de la dimensión temporal se produce en 2006: “garantía continua de un suministro adecuado y fiable de energía a un coste razonable en cualquier momento a corto y largo plazo” (Konoplyanik & Walde, 2006)).

A lo largo de todo el periodo, las definiciones introducen una variedad de nociones nuevas y ampliadas que van desde la dimensión de la disponibilidad, del medio ambiente, del costo, de la eficiencia, las consideraciones sostenibles y la dimensión militar, hasta la noción de riesgos y amenazas para la economía. Aparece un nuevo elemento en la definición con la inclusión de la electricidad en la definición (siendo que antes el petróleo se consideraba la principal fuente de energía) (Azzuni & Breyer, 2018).

Sovacool y Brown, luego de revisar artículos académicos sobre seguridad energética publicados entre 2003 y 2008, sostienen que “la seguridad energética debe basarse en los factores interconectados de: la disponibilidad (*availability*), la asequibilidad (*affordability*), la eficiencia (*efficiency*) y el cuidado del medio ambiente (*environmental stewardship*)”.

Los años transcurridos desde 2010 son testigos de diferentes enfoques para formular una definición de seguridad energética. Al principio de este período, los investigadores tratan de añadir el mayor número posible de dimensiones diferentes, haciendo las definiciones cada vez más largas. (Azzuni & Breyer, 2018) Como ejemplo de esto, se puede citar la definición de Sovacool et al.:

- “La forma de proporcionar de manera equitativa servicios de energía disponibles, asequibles, confiables, eficientes, ambientalmente benignos, gobernados proactivamente y socialmente aceptables, a los usuarios finales” (Sovacool et al., 2011)

Esta definición se encuentra en línea con la investigación desarrollada por Sovacool y Mukherjee, donde, a partir de entrevistas, encuestas, un taller centrado en el tema y

una amplia revisión bibliográfica, proponen que la seguridad energética debería constar de cinco dimensiones:

- Disponibilidad: tener suficientes recursos energéticos, reservas y combustibles, así como la infraestructura adecuada para transformar estas reservas en servicios energéticos.
 - Asequibilidad: asegurar un acceso equitativo a los servicios energéticos, al menor costo y con precios estables.
 - Desarrollo tecnológico: adaptarse y recuperarse de las interrupciones del suministro, invertir en nuevas investigaciones, así como en un mantenimiento adecuado, y garantizar la fiabilidad.
 - Sostenibilidad: minimizar la degradación de los bosques, el suelo, el agua, las cuencas hidrográficas y el sistema climático mundial como consecuencia de la producción y uso de la energía.
 - Regulación: contar con modos legítimos y participativos de elaboración de políticas energéticas, mercados competitivos y consumidores bien informados.
- (Sovacool & Mukherjee, 2011)

También se destacan las perspectivas que explican Cherp y Jewell: la perspectiva de soberanía y geopolítica anclada en las ciencias políticas; la perspectiva de robustez enraizada en la ingeniería y las ciencias naturales, y la perspectiva de resiliencia basada en la economía y los sistemas complejos.

La perspectiva de soberanía se centra en las amenazas causadas por actores externos y se focaliza en la geografía de los recursos y las rutas de acceso, la configuración de los intereses, el poder, las alianzas y el espacio de maniobra de los distintos actores. Un enfoque un tanto distinto es el que concentra la atención en las instituciones y los regímenes de gobernanza global (Cherp & Jewell, 2011).

El enfoque científico e ingenieril ya no se pregunta quién domina los recursos sino cuán vulnerable son los sistemas energéticos frente a factores distintos a los políticos, es decir, desde un punto de vista técnico. Las amenazas se consideran factores "objetivos", en gran medida cuantificables, como el crecimiento de la demanda, la escasez de recursos, el envejecimiento de las infraestructuras, los fallos técnicos o los fenómenos naturales extremos. (Cherp & Jewell, 2011)

La perspectiva de resiliencia considera que "el futuro es intrínsecamente imprevisible e incontrolable debido a la gran complejidad, incertidumbre y no linealidad de los sistemas energéticos, los mercados, las tecnologías y las sociedades". Por lo tanto,

“busca características más genéricas de los sistemas energéticos (flexibilidad, adaptabilidad, diversidad) que garanticen la protección contra cualquier amenaza, repartiendo los riesgos (tanto conocidos como desconocidos) y preparándose para las sorpresas”. (Cherp & Jewell, 2011)

Un camino alternativo se observa en 2012 cuando los investigadores intentan resolver la pregunta "¿Qué se incluye en la seguridad energética?", simplificando la definición para que pueda ser utilizada por diferentes sectores con distintas perspectivas. La primera innovación es la de Johansson y Nakicenovic, que aportan una definición que puede utilizarse para todas las fuentes energéticas, ya sea petróleo, gas, electricidad, etc.: “suministro ininterrumpido de servicios energéticos vitales”. Sin embargo, un punto débil de su definición es que se limita al punto de vista del suministro de energía (servicios) y no tiene en cuenta a los productores. (Azzuni & Breyer, 2018)

En 2013, Cehulic et al. intentan formular una definición muy sencilla:

- "La ausencia de interrupción del suministro de energía por cualquier motivo". (Cehulic et al., 2013).

Esta definición tiene la ventaja de que puede utilizarse para cualquier perspectiva en cualquier dimensión, pero el inconveniente es que se centra únicamente en el lado de la oferta. (Azzuni & Breyer, 2018).

Lo mismo ocurre con la definición de la IEA:

- “Disponibilidad ininterrumpida de fuentes de energía a un precio asequible” (IEA, 2014)

Otra definición innovadora es la aportada por Cherp y Jewell, la cual está concebida en términos muy amplios, generales y vagos, por lo que necesita una mayor explicación (Azzuni & Breyer, 2018):

- “Baja vulnerabilidad de los sistemas energéticos vitales” (Cherp & Jewell, 2014)

En este caso, resulta necesario aclarar qué se entiende por vulnerabilidad y vital y qué sistemas energéticos son incluidos.

Nuevos enfoques de la seguridad energética destacan la importancia de considerar también aspectos ambientales y sociales, y no sólo la seguridad del suministro. Se basan en las definiciones que establecen que la seguridad energética, entre otras cosas, debe proporcionar la energía suficiente necesaria para el bienestar social de los ciudadanos, sin efectos perjudiciales para el medio ambiente (Radovanović et al., 2017). Un ejemplo de estas definiciones es la de Billi y Urquiza:

- “La capacidad de un territorio para garantizar el acceso equitativo —en calidad y cantidad— a servicios energéticos resilientes que permitan el desarrollo humano y económico sostenible de su población” (Billi & Urquiza, 2020)

En este caso se entiende al territorio como “una unidad espacialmente delimitada y multiescalar de interrelaciones, procesos y dinámicas de carácter ecosistémico, técnico y sociocultural”. “Considera la multiplicidad de escalas en las que operan la seguridad energética (local, nacional, regional, global), lo que a su vez demanda arreglos de gobernanza capaces de articular y coordinar la acción en estas múltiples escalas”. (Billi & Urquiza, 2020)

Conclusiones

Como se puede ver, el concepto de seguridad energética se ha ido modificando y evolucionando en el transcurso del tiempo, para poder reflejar y adaptarse a las distintas preocupaciones. Al principio las definiciones son simples, pero acordes al modelo de gestión dominante de la época. Sin embargo, los cambios en los sistemas y mercados energéticos ponen de manifiesto la necesidad de incluir nuevos aspectos para lograr el aseguramiento energético, hecho que se ve reflejado en la aparición de definiciones más complejas y con mayor cantidad de dimensiones. Finalmente, se observa una tendencia a simplificar las definiciones, con términos más generales, pero con la necesidad de precisar qué se entiende por éstos, para evitar caer en vaguedades.

No existe en la literatura académica un consenso de cuál es la definición más adecuada y cuáles son las dimensiones que deben ser incluidas. Sí se acepta que depende del país y del contexto dado y que posee una naturaleza polisémica.

La selección de dimensiones se realiza según el estudio que se quiera llevar a cabo: por ejemplo, si se trata de una comparación de países o de un país en particular, su evolución en un periodo dado o de cómo impactarían ciertas medidas en una proyección futura. A su vez deberá adaptarse a las características del sistema energético bajo análisis, en el momento de estudio requerido. Los autores también eligen las dimensiones sobre las que se quiere hacer foco o revisten mayor importancia según su criterio y toman distintos supuestos.

A modo de resumen, se listan todas las dimensiones encontradas en la revisión bibliográfica realizada:

- Disponibilidad
- Accesibilidad
- Suficiencia

- Asequibilidad
- Ambiental
- Sustentabilidad
- Resistencia (de las fuentes y combustibles)
- Eficiencia / Tecnología
- Infraestructura
- Regulación / Política / Gobernanza
- Geopolítica

Pareciera ser que existe un mayor consenso acerca de la inclusión de ciertas dimensiones. Tal es el caso de “Disponibilidad”, “Asequibilidad” y “Ambiental”. En cambio, otras dimensiones se utilizan sólo en algunos casos.

La elección de las dimensiones debe estar acompañada de la definición de éstas, ya que no necesariamente signifiquen lo mismo para todos los autores. En algunos casos se puede ver que lo que para un autor está incluido dentro de una dimensión, para otro comprende varias dimensiones distintas. Asimismo, algunas dimensiones pueden solaparse entre sí.

Finalmente es necesario reconocer que la definición de seguridad energética que se utilice depende de la visión política con que se enfoque la energía. Es decir, tiene un componente normativo.

2.2 Definición y dimensiones adoptadas

En base a lo desarrollado en la sección anterior, se desprende la necesidad de adoptar una definición de seguridad energética que se utilizará en la presente investigación, así como también la de seleccionar y definir las dimensiones que se usarán para su análisis. Las dimensiones elegidas deberán reflejar los aspectos sobre los que se desea hacer foco en este caso de estudio.

Como en todo estudio sobre seguridad energética, será necesario tomar decisiones e indefectiblemente habrá cuestiones que quedarán fuera del alcance del mismo. Esta elección se hará según el criterio de la autora, la consulta con expertos y la disponibilidad de información. Se espera también que sea un punto de partida para futuros debates y trabajos de colegas interesados en el tema.

Las dimensiones que se utilizarán para analizar la seguridad energética son:

- **Disponibilidad:** *poseer los recursos e infraestructura necesaria para que toda la población y los distintos sectores de la economía del país tengan un suministro*

ininterrumpido de fuentes energéticas de calidad y cantidad que permitan satisfacer sus necesidades y desarrollar sus actividades económicas adecuadamente.

Desde esta perspectiva existen varios aspectos que contribuyen a garantizar la disponibilidad.

En primer lugar, la existencia física suficiente de los recursos, ya sean locales o importados. En este punto se consideran tanto las fuentes primarias como secundarias y no sólo se tiene en cuenta la cantidad sino también la diversidad de fuentes.

En cuanto a la infraestructura, es importante contar con los centros de transformación adecuados y en buen estado de mantenimiento. Como así también, las redes de transporte y distribución (y los correspondientes sistemas de almacenamiento) deben tener la capacidad para abastecer la demanda de todos los consumidores.

Un factor a tener en cuenta son los cortes de suministro de electricidad y gas natural, ya que pueden indicar problemas en la existencia de recursos y/o en la cadena de abastecimiento. El margen de reserva eléctrico también es importante ya que da una idea de en qué medida el sistema puede responder ante un aumento de demanda o la salida de servicio de una central importante. Las acciones de eficiencia energética también repercutirán en la disponibilidad, ya que un menor consumo energético para satisfacer las mismas necesidades se traduce en una menor presión sobre las instalaciones, con la consiguiente mejora en su funcionamiento y una postergación de las inversiones.

Debe tenerse en cuenta en esta dimensión el crecimiento futuro estimado del consumo energético como consecuencia del crecimiento poblacional y del desarrollo económico.

- **Asequibilidad:** *garantizar el acceso equitativo a las fuentes energéticas, desde el punto de vista económico, a todos los sectores de consumo, sin que su gasto sea lo suficientemente elevado de modo tal que impida satisfacer otras necesidades básicas o desmejore la competitividad de la producción nacional.*

En este sentido, es necesario considerar que los precios deben tener un nivel tal que permitan cubrir los costos de operación, mantenimiento y futuras inversiones en la infraestructura energética. También se debe tener en cuenta la estabilidad de los precios de la energía, de modo que permitan la planificación y expansión de las instalaciones y, en el caso de países importadores, cambios bruscos en los precios internacionales no causen grandes desequilibrios en la balanza comercial.

- **Ambiental:** *minimizar el impacto sobre el medioambiente generado a partir de la producción y el consumo de la energía y limitar la tasa de utilización de los recursos naturales energéticos.*

Se pueden identificar distintos factores a tener en cuenta. Por un lado, se consideran los efectos directos sobre el ambiente local como la contaminación del agua, suelo y aire, los cuales pueden ser producto de la extracción de recursos, su transformación y/o el consumo de las fuentes energéticas. También se puede incluir el impacto ambiental global derivado de las emisiones de gases de efecto invernadero.

Por otro lado, los recursos naturales renovables como el agua, el suelo, la biomasa, deben utilizarse de un modo tal que no se exceda su ritmo de regeneración y peligre su disponibilidad futura. Finalmente, se debe considerar la velocidad de la utilización de recursos no renovables y la incorporación de reservas.

- **Soberanía:** *tener poder de decisión desde el Estado sobre la política energética del país, así como también sobre los distintos aspectos que la componen, de modo de orientar las decisiones hacia los intereses del conjunto de la sociedad.*

Esto se ve reflejado, por un lado, en la participación del Estado en las actividades de generación, transporte y distribución de energía, pero también en la regulación y planificación energética. Esta última, tiene una gran repercusión en la seguridad energética a largo plazo.

Resulta de relevancia asimismo la contribución de las importaciones en la oferta energética, ya que según las relaciones de diplomacia energética que se mantengan con los países importadores y el costo que estas significan para el país, se pueden generar condiciones de dependencia externa no deseadas.

Además, se adicionan dos conceptos que en algunos casos se han utilizado como dimensiones, pero en este trabajo se consideran transversales y se incorporan a todas las dimensiones seleccionadas: tecnología y sustentabilidad.

La producción y uso de energía requiere de tecnología, por lo que los progresos tecnológicos pueden contribuir a mejorar la seguridad energética ya sea en el abastecimiento, transporte, almacenamiento o uso de la energía. Las mejoras tecnológicas pueden estar destinadas a la incorporación de nuevas fuentes (dimensión de disponibilidad), al incremento de la calidad de los servicios (dimensión de disponibilidad), al aumento de la eficiencia (dimensión ambiental y de asequibilidad), a la disminución de los impactos ambientales (dimensión ambiental), a la reducción de los

costos (dimensión de asequibilidad), entre otras. Es importante considerar las inversiones destinadas a la investigación y desarrollo del sector energético, así como también al mantenimiento de las instalaciones, ya que una producción local de tecnología y conocimiento contribuirá a la soberanía energética, mejorando así la seguridad energética.

El concepto de sustentabilidad, entendido como “satisfacer las necesidades del presente sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades”³, introduce la variable temporal en el mantenimiento de las condiciones para la seguridad energética. Si bien la sustentabilidad inicialmente estaba muy ligada a la dimensión ambiental, luego se incorpora el mantenimiento y/o mejora de las dimensiones económica, social y política del desarrollo.

Un uso sustentable de los recursos naturales ayudará a minimizar los impactos sobre el medioambiente. Pero también se relaciona con la asequibilidad ya que los precios que se paguen hoy por la energía tendrán sus consecuencias sobre la infraestructura en el futuro, dependiendo si permiten o no cubrir costos y expansiones. Además, un uso y desarrollo sustentable de las fuentes e infraestructura energéticas contribuirá a mejorar la dimensión de disponibilidad. Finalmente, sin soberanía es muy difícil favorecer la sustentabilidad, una preponderancia de actores privados tenderá a buscar solamente la rentabilidad empresarial y demasiada participación externa a defender sus propios beneficios, sin importar en ningún caso las consecuencias futuras para el conjunto de la sociedad local.

Por consiguiente, tanto el desarrollo tecnológico como el desarrollo sustentable colaborarán en incrementar y mantener la seguridad energética en todas sus dimensiones.

En línea con las dimensiones definidas, en el presente estudio se entenderá como seguridad energética a:

La capacidad del sistema energético⁴ de un país para garantizar el acceso equitativo y permanente a fuentes energéticas de calidad que permitan el desarrollo humano y económico de su población, de un modo sostenible ambiental, económica y tecnológicamente.

Con la definición ya adoptada y la selección de las dimensiones sobre las que se desea centrar el estudio, el próximo paso será precisar cómo se cuantificarán estos aspectos

³ Definido en 1987 por la Comisión Mundial sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo (CMMAD, 1987).

⁴ Considerando todos sus aspectos: físico-tecnológicos, económicos e institucionales.

de la seguridad energética y de qué modo se combinarán para establecer el estado general de la misma y poder analizar su evolución en el tiempo.

3. Índices de seguridad energética

3.1 Introducción

En el estudio del estado de la seguridad energética de un país o región, ya sea en el presente, su evolución en el tiempo o su proyección en el futuro, dada su característica multidimensional, resulta de gran utilidad la elaboración de índices que permitan su cuantificación. Un índice de seguridad energética está compuesto por diversos indicadores⁵ que dan un valor numérico a las cuestiones más importantes que contribuyen a la seguridad energética. En palabras de Ang et al., “la seguridad energética es difícil de medir con un simple indicador. En su lugar, se suele estudiar mediante una serie de indicadores (o métricas) que representan las distintas dimensiones que engloba a partir de un marco específico”. (Ang et al., 2015b: p.1083)

Sovacool & Mukherjee afirman que “la medición puede mejorar la elaboración de políticas al condensar grandes cantidades de datos complejos en patrones reconocibles. Permite estudiar la relación entre la seguridad energética y eventos claves como conflictos militares, accidentes ambientales, embargos comerciales, o la introducción de nuevas tecnologías o políticas energéticas. Disponer de una métrica centrada en la seguridad energética permite identificar las concesiones dentro de las diferentes dimensiones de la seguridad energética y también poner de relieve las áreas que necesitan ser mejoradas.” (Sovacool & Mukherjee, 2011: p.5346)

Existen muchos estudios que proponen indicadores e índices para medir la seguridad energética de un país: Singapur (Ang et al., 2015a), Taiwán (Chuang & Ma, 2013), Pakistán (Abdullah et al., 2020), Lituania (Augutis et al., 2012), India (Narula, 2014), México (CEPAL, 2018), Tailandia (Martchamadol & Kumar, 2012), Estados Unidos (Global Energy Institute & U.S Chamber of Commerce, 2020), entre otros. Del mismo modo, hay una diversidad de trabajos que desarrollan índices para comparar el nivel de seguridad energética en un grupo de países: miembros de IEA (Jewell, 2011), países de la región de Asia y el Pacífico (Vivoda, 2010), los 25 países que más energía consumen (Global Energy Institute & U.S Chamber of Commerce, 2020), un grupo de 18 países compuesto por Estados Unidos, Unión Europea (como un conjunto), China, India, Japón, Corea del Sur, los 10 países que componen la Asociación de Naciones del Sudeste Asiático (ASEAN), Australia y Nueva Zelanda (Sovacool et al., 2011), etc.

La elaboración de índices de seguridad energética ha sido también llevada a cabo por organizaciones internacionales como la Comisión Europea (CE), la Agencia Europea de

⁵ Se denominará indicadores a las variables o relaciones de variables, índice a la agregación de indicadores de una misma dimensión e índice global a la agregación de los índices de las distintas dimensiones.

Medio Ambiente (AEMA), la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), IEA, APERC, el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA), el Consejo Mundial de la Energía (CME) y el Departamento de Asuntos Económicos y Sociales de las Naciones Unidas (DAES) quienes han desarrollado índices para describir la relación entre el uso de la energía y los problemas económicos, medioambientales y sociales a nivel país. (Martchamadol & Kumar, 2012)

Los índices de seguridad energética son específicos según el tipo de estudio que se desea realizar. Algunos son utilizados para analizar la evolución de la seguridad energética en un país determinado (temporal) y otros para comparar distintos países (corte transversal). Existen también estudios que incluyen análisis temporales y transversales, en los que se puede ver si los países convergen o divergen en el desempeño de la seguridad energética. También hay casos en los que se realizan proyecciones para estudiar la seguridad energética futura o el impacto de distintas medidas. (Ang et al., 2015b)

A su vez, existen índices desagregados (conjunto de indicadores individuales) o agregados (combinación de varios indicadores).

3.2 Construcción

La elaboración de índices agregados incluye varias etapas. En primer lugar, se determina el área y momento de estudio. A continuación, se eligen las dimensiones y áreas de enfoque que son importantes para el país bajo análisis. Luego, se seleccionan los indicadores y métricas que se utilizarán para cuantificar los puntos de interés. Se procede a la búsqueda de información para obtener o construir los distintos indicadores y métricas. A continuación, estos valores se normalizan entre sí y una vez que las dimensiones y parámetros estudiados tienen el mismo significado de sus valores, se da un peso al impacto de cada valor en la evaluación de la seguridad energética. Finalmente, todos los indicadores con sus pesos deben ser agregados para la obtención de un índice global.

A continuación, se detallan las distintas etapas mencionadas.

3.2.1 Selección

El primer paso para la elaboración de un índice de seguridad energética es establecer el alcance del estudio: país (o región) o países involucrados, periodo de análisis y límites del sistema energético, según los objetivos perseguidos. A continuación, se deben definir los temas de interés y las dimensiones que se utilizarán para analizar la seguridad energética.

Una vez seleccionadas las dimensiones, se deberán establecer cuáles son los indicadores que contribuyen a mejorar o empeorar cada dimensión de la seguridad energética. En este punto, es importante destacar que los indicadores elegidos deben ser relevantes para el país y momento de estudio. Por ejemplo, dadas las características del sistema energético, para un país puede ser muy importante tener en cuenta la importación de gas natural, en cambio para otro, será más significativa la producción de este energético. Del mismo modo, en un periodo determinado, por ejemplo, el carbón puede tener una gran contribución a la matriz energética de un país, mientras que décadas después puede haber sido reemplazado por otra fuente menos contaminante.

También es necesario tener en cuenta la disponibilidad y calidad de la información. Algunos indicadores pueden ser pertinentes, pero no se posee la información necesaria para construirlos. Tal es el caso, por ejemplo, de indicadores relacionados con la gobernanza o institucionalidad u otras características cualitativas. Del mismo modo puede ocurrir con datos puntuales de algún sector de consumo o de transformación. En algunos casos, se podrán utilizar *proxies* para suplir la falta de información, pero los datos deberán ser de fuentes confiables. El sistema de información energética y la existencia de series históricas es fundamental para la elaboración de indicadores e índices.

Finalmente, se procede a la recolección de información y elaboración de los indicadores e índices seleccionados para el periodo de estudio.

3.2.2 Normalización

Como los indicadores seleccionados normalmente tienen distintas unidades y están en diferentes escalas, antes de agregarlos para formar un índice compuesto, es necesario realizar una transformación. Existen distintos métodos:

- Mínimo – máximo: se toman los valores mínimos y máximos obtenidos para formar una escala y el resto se ubican en relación a ellos. Una de las ventajas de este método es su capacidad para calibrar el rendimiento en función de los mejores y peores resultados, mientras que la desventaja es la necesidad de volver a calibrar cuando se añaden datos adicionales. Además, no tiene en cuenta eficazmente los valores atípicos y puede distorsionar los resultados. (Abdullah et al., 2020; Ang et al., 2015b)
- Distancia a la referencia: mide la desviación de un indicador con respecto a un punto de referencia elegido. Una desventaja es que los resultados obtenidos pueden ser muy sensibles a las referencias seleccionadas. (Ang et al., 2015b)

- Estandarización: los indicadores son normalizados mediante la “transformación z”, la cual escala en base a la desviación de la media. Este método es atractivo para la comparación entre países. La importancia de este método radica en que todas las variables de entrada se someten al mismo tratamiento y no se escalan a la unidad de un indicador. Las desventajas son que la muestra debe ser suficientemente grande y es necesario volver a calibrar cuando se agregan datos. (Abdullah et al., 2020; Ang et al., 2015b)
- “Banding”: Se trata de la creación de bandas (o intervalos) para cada uno de los indicadores seleccionados para reflejar el nivel de seguridad o inseguridad. El número de bandas definidas depende en gran medida de la especificidad deseada. “El argumento a favor de las bandas es que ciertos cambios minúsculos en los indicadores energéticos pueden no traducirse en cambios significativos en el nivel de seguridad energética percibido y que sólo cuando un indicador supera un determinado valor de umbral la situación de seguridad energética se altera significativamente. El argumento contrario es que múltiples cambios pequeños pueden contribuir a un cambio significativo en la situación energética que no se reflejará en un sistema tan discreto. El sistema de bandas puede hacerse más sensible aumentando el número de bandas, pero tener demasiadas bandas puede reducir la interpretabilidad de los datos y los resultados” (Ang et al., 2015a: p.318). Las ventajas de utilizar este método es que simplifica la interpretación de resultados, no es necesario volver a calibrar las bandas cuando se incorporan nuevos datos ni elegir un año de referencia.

La elección de un método u otro afecta el resultado obtenido y debe tener en cuenta la información que se posee y el objetivo del índice. Según Abdullah et al. los indicadores de seguridad energética se han normalizado de diferentes maneras en la literatura, sin que ninguna de ellas sea predominante.

3.2.3 Ponderación

La ponderación se utiliza para asignar la importancia que tendrá cada indicador y cada índice en el índice global. Existen distintos métodos, algunos subjetivos y otros objetivos:

- Opinión de expertos: Los pesos se pueden asignar de modo subjetivo según la opinión del autor del estudio y el objetivo del mismo. En otras ocasiones se realizan encuestas o entrevistas a expertos para determinarlos. Tiene la flexibilidad de poder modificarlos en caso de que las circunstancias cambien.
- Pesos iguales: Este es el método más simple, pero no permite dar relevancias distintas a los indicadores que conforman el índice. Es útil en ausencia de

preferencias de los interesados o si se quiere minimizar el efecto de la subjetividad de los autores. (Gasser, 2020)

- Importancia relativa de combustibles: tiene en cuenta la importancia relativa de cada combustible en la matriz energética o de las importaciones, pero no sirve para indicadores que no están relacionados con los combustibles.
- Análisis de componente principal (ACP)⁶: produce la mayor variación posible en el conjunto de indicadores utilizando el menor número posible de factores, corrigiendo el solapamiento de información entre indicadores correlacionados. Se basa en las dimensiones "estadísticas" de los datos, lo que, según algunos autores, confiere solidez a los resultados pero no tiene en cuenta la importancia del indicador. (Abdullah et al., 2020; Ang et al., 2015b)
- Proceso de análisis jerárquico (AHP)⁷: Para determinar la ponderación de los indicadores, se pide a las partes interesadas que evalúen la importancia de cada indicador para alcanzar el objetivo general. Los indicadores se comparan entre sí bilateralmente. (Gasser, 2020) Está basado en la opinión de expertos y por lo tanto tiene una naturaleza subjetiva. (Ang et al., 2015b)
- Análisis envolvente de datos (AED): Como en todos los métodos basados en datos, en el AED las ponderaciones de los indicadores se determinan endógenamente a partir del propio conjunto de datos. Existen varios modelos AED, siendo el más común un problema de optimización en el que se busca el vector de pesos más adecuado para cada país. Se establece un punto de referencia para medir el rendimiento de varios países y, por tanto, no es útil para los estudios que implican a un solo país o a unos pocos países.

Según Ang et al. el método de los pesos iguales suele ser el más utilizado, aunque la razón parece ser su simplicidad y la dificultad de proponer un método superador aceptado por todas las partes interesadas (Ang et al., 2015b). En muchos estudios, sin embargo, no se explicita el método de ponderación utilizado o la justificación de su elección. Es de gran importancia que el proceso de ponderación sea transparente, ya que tiene un elevado impacto en el resultado final del índice (Gasser, 2020).

Teniendo en cuenta que el estudio de la seguridad energética se debe adaptar a las condiciones y prioridades particulares del país y el periodo bajo análisis, puede ser

⁶ En estadística, es una técnica utilizada para describir un conjunto de datos en términos de nuevas variables («componentes») no correlacionadas. Los componentes se ordenan por la cantidad de varianza original que describen, por lo que la técnica es útil para reducir la dimensionalidad de un conjunto de datos.

⁷ Es una técnica estructurada para tratar con decisiones complejas. En vez de prescribir la decisión «correcta», el AHP ayuda a los tomadores de decisiones a encontrar la solución que mejor se ajusta a sus necesidades y a su comprensión del problema.

deseable un método de ponderación subjetivo, el cual se puede adaptar fácilmente ante cambios en los factores que afectan la seguridad energética. (Radovanović et al., 2017)

3.2.4 Agregación

Es la combinación de los indicadores ponderados para obtener un índice compuesto. En algunos casos los indicadores se combinan en distintos índices y luego se ponderan para dar con el índice global. El método más simple y más utilizado, consiste en multiplicar los indicadores por el peso asignado y luego sumar todo linealmente. Su popularidad se debe a su aplicación directa y su sencilla comprensión, aunque permite un balance total entre los indicadores. Es decir, los indicadores de bajo rendimiento pueden compensarse totalmente con los de alto rendimiento (Gasser, 2020).

Otros métodos menos utilizados son la media cuadrática de los indicadores⁸ y el análisis envolvente de datos⁹. (Ang et al., 2015b)

Una de las preocupaciones que surge con la agregación es la pérdida de información y el incremento de la complejidad. Es por ello que resulta útil la utilización de índices (o subíndices) para poder comprender cómo afectan las distintas dimensiones o componentes a la seguridad energética global. Además, no se debe perder de vista cuál es el objetivo del estudio y el marco teórico utilizado. La interpretación de los resultados del índice debe estar acompañada de una revisión de los eventos más importantes ocurridos en el periodo de estudio.

3.3 Ejemplos

A continuación, se detallan algunos índices de seguridad energética desarrollados, para observar distintos tipos de estudio y la implementación de los diferentes métodos de normalización y ponderación¹⁰.

3.3.1 Índice de Seguridad Energética para Singapur (SESI)

Ang et al. desarrollaron un índice específico para analizar la evolución de la seguridad energética en Singapur entre 1990 y 2010 con intervalos de 5 años. El mismo está compuesto por tres dimensiones: Económica, Cadena de suministro energético y Ambiental. Se obtiene el SESI y tres indicadores, uno para cada dimensión.

Como Singapur tiene limitados recursos energéticos locales, se pone un especial énfasis en la cadena de suministro. Esta dimensión se divide en tres fases: suministro, distribución y consumo de energía. Los pesos asignados para cada dimensión son: 20%

⁸ Se elevan todos los indicadores al cuadrado, se obtiene la media aritmética y luego se calcula su raíz cuadrada.

⁹ El análisis envolvente de datos es un método de optimización que combina la ponderación y la agregación.

¹⁰ Los países seleccionados como ejemplo son aquellos de los cuales se ha obtenido información.

para la dimensión económica, 60% para la cadena de suministro y 20% para la dimensión ambiental. Dentro de la cadena de suministro los pesos son: 50%, 25% y 25% para el suministro, distribución y consumo respectivamente. Todos los pesos son elegidos según el criterio de los autores.

Los indicadores se seleccionan teniendo en cuenta la relevancia para la dimensión correspondiente, la credibilidad y fiabilidad de los datos, la transparencia y si los datos disponibles son completos, reutilizables y actualizables. Se utilizan 22 indicadores en total: 5 para la dimensión económica, 12 para la cadena de suministro y 5 para la dimensión ambiental:

Cuadro 3.3.1 – Indicadores SESI

Económica	1. Intensidad energética
	2. Precio del petróleo
	3. Precio del gas natural
	4. Precio de la electricidad para usuarios residenciales
	5. Coste energético como porcentaje del coste de operación industrial
Cadena de suministro energético	6. Dependencia de importaciones
	7. Mix energético
	8. Relación entre el consumo nacional de petróleo y la producción de las refinerías
	9. Reserva estratégica de petróleo
	10. Diversidad tecnológica en la generación de electricidad
	11. Factor de carga eléctrico
	12. Índice de duración media de las interrupciones del sistema
	13. Índice de frecuencia media de las interrupciones del sistema
	14. Consumo total de energía final per cápita
	15. Eficiencia de la generación de electricidad
	16. Consumo total de energía final por unidad de PBI
	17. Diversidad de combustibles en el transporte terrestre
Ambiental	18. Emisiones de CO ₂ relacionadas con la energía per cápita
	19. Intensidad de carbono (Emisiones/PBI)
	20. Factor de carbono (CO ₂ /energía primaria total)
	21. % de combustibles no fósiles en la energía primaria total
	22. Proporción del transporte público

Fuente: Ang et al., 2015a

Para normalizar los indicadores se utiliza un método por bandas. En este caso se usan 5 bandas, siendo 0 el menos seguro y 4 el más seguro. La base sobre la que se establecen los valores para cada banda tiene en cuenta la situación específica de Singapur. Según el valor que toma cada indicador, le corresponde un valor de banda. Luego, cada valor de banda obtenido se multiplica por el peso asignado para ese indicador y finalmente se

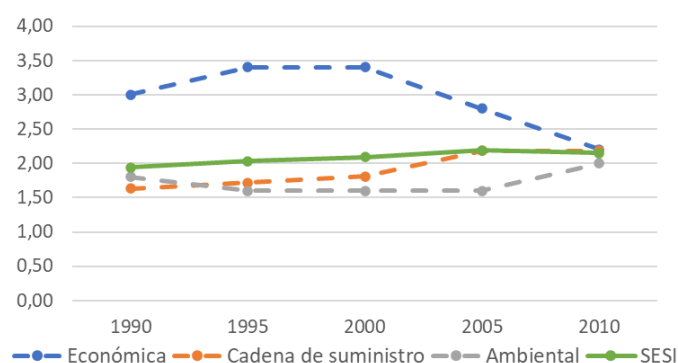
suman todos los resultados para obtener el índice global. Se obtienen los siguientes resultados:

Cuadro 3.3.2 – Resultados SESI

Índice	1990	1995	2000	2005	2010
Económica	3.00	3.40	3.40	2.80	2.20
	Excelente	Excelente	Excelente	Bueno +	Bueno
Cadena de suministro	1.63	1.72	1.81	2.18	2.18
	Razonable +	Razonable +	Razonable +	Razonable +	Razonable +
Ambiental	1.80	1.60	1.60	1.60	2.00
	Razonable +	Razonable +	Razonable +	Razonable +	Bueno
SESI	1.94	2.03	2.09	2.19	2.15
	Razonable +	Bueno	Bueno	Bueno	Bueno

Fuente: Ang et al., 2015a

Gráfico 3.3.1 – Resultados SESI



Fuente: Ang et al., 2015a

El índice desarrollado permite también realizar proyecciones futuras, utilizando supuestos de las políticas que se implementarán. Según Ang et al. “El marco desarrollado permite identificar los puntos débiles de la cadena de suministro de energía y, al mismo tiempo, tiene en cuenta lo que se conoce como el trilema energético al que se enfrenta un país, es decir, el equilibrio entre los tres fines contrapuestos de la seguridad energética, la competitividad económica y la sostenibilidad medioambiental para proporcionar soluciones energéticas fiables, asequibles y limpias” (Ang et al., 2015a: p.323). Finalmente, el estudio concluye que la elaboración de un índice específico para Singapur permite obtener mayor información que otros índices elaborados para grupos de países, ya que el marco y los indicadores utilizados están más adaptados a las circunstancias únicas del país. (Ang et al., 2015a)

3.3.2 Índice de Seguridad Energética para Pakistán (ESIP)

Abdullah et al. desarrollaron el ESIP para estudiar su evolución entre 1991 y 2018. Para llevar a cabo la elaboración del índice, en primer lugar, se estudiaron los problemas

relacionados con la seguridad energética en los sectores eléctrico, gas y petróleo. Luego se relacionaron las dimensiones seleccionadas con las políticas existentes, llegando a la conclusión de que es necesario incluir las siguientes dimensiones: Disponibilidad, Asequibilidad, Tecnología, Gobernanza y Ambiente.

Para la selección de indicadores, en primera instancia, de un listado de 320, se eligieron los que cumplieran con las condiciones de disponibilidad de información y ser un problema del sistema energético de Pakistán. A continuación, se consultó la opinión de expertos, quedando un total de 44 indicadores seleccionados. Estos indicadores fueron agrupados en temas: consumo, diversificación, ambiente, gobernanza, importaciones, producción, reservas y abastecimiento. Finalmente, para realizar la selección final se analizaron distintos trabajos sobre seguridad energética y se eligieron sólo los indicadores que aparecían en al menos el 60% de ellos. De este modo se obtuvieron 22 indicadores que forman el ESIP:

Cuadro 3.3.3 – Indicadores ESIP

Consumo	1. Consumo de transporte / Consumo final de energía
	2. Consumo final de energía per cápita
	3. Consumo de electricidad per cápita
Diversificación	4. Índice Shannon - Weiner
	5. Energía sin carbono / Energía primaria total
	6. Energía nuclear / Electricidad
Ambiente	7. CO ₂ / Energía primaria total
	8. CO ₂ per cápita
	9. CO ₂ / PBI
Gobernanza	10. % Acceso a la electricidad
	11. Pérdidas de transmisión y distribución
	12. Stock de petróleo / Consumo final de petróleo
Importaciones	13. Dependencia de importaciones netas
	14. Importaciones de energía / Energía primaria total
Producción	15. Consumo de electricidad por hogar
	16. Energía local / Energía primaria total
	17. Utilización eléctrica
Reservas	18. Reservas / Producción de petróleo
	19. Reservas / Producción de gas
Abastecimiento	20. Energía primaria total / PBI
	21. Energía primaria total per cápita
	22. % de acceso a combustibles limpios

Fuente: Abdullah et al., 2020

Luego de recopilar la información de todos los indicadores para los años 1991 – 2018, se normalizaron con el método de estandarización. Se asignaron las ponderaciones utilizando el Análisis de Componentes Principales. Para verificar la aplicabilidad del ACP, los indicadores estandarizados debieron superar las pruebas de adecuación muestral y de correlación mediante el test de Kaiser-Meyer-Olkin (KMO) y el de esfericidad de Bartlett, respectivamente. Mediante el ACP se obtuvieron los grupos de indicadores y sus respectivos pesos¹¹. Los resultados son los siguientes:

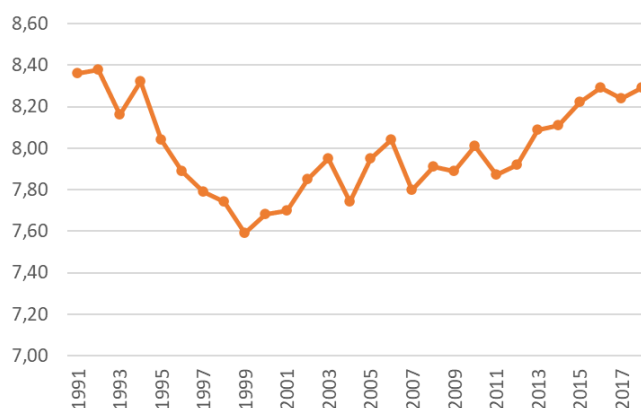
¹¹ Para más detalle ver Abdullah et al., 2020.

Cuadro 3.3.4 – Resultados ESIP

Año	GI1 X w1	GI2 x w2	GI3 x w3	GI4 x w4	GI5 x w5	Índice
1991	3.68	1.72	1.40	0.67	0.90	8.36
1992	3.61	1.77	1.40	0.66	0.94	8.38
1993	3.55	1.67	1.33	0.66	0.95	8.16
1994	3.62	1.73	1.35	0.66	0.96	8.32
1995	3.35	1.70	1.33	0.67	0.99	8.04
1996	3.34	1.66	1.29	0.65	0.95	7.89
1997	3.29	1.63	1.26	0.65	0.95	7.79
1998	3.30	1.62	1.22	0.63	0.98	7.74
1999	3.30	1.54	1.20	0.62	0.92	7.59
2000	3.35	1.55	1.20	0.63	0.95	7.68
2001	3.30	1.58	1.21	0.64	0.96	7.70
2002	3.36	1.62	1.23	0.66	0.97	7.85
2003	3.27	1.67	1.28	0.71	1.02	7.95
2004	3.12	1.62	1.28	0.72	1.00	7.74
2005	3.10	1.70	1.34	0.79	1.02	7.95
2006	3.09	1.71	1.44	0.82	0.98	8.04
2007	3.05	1.69	1.36	0.77	0.94	7.80
2008	3.15	1.72	1.33	0.74	0.97	7.91
2009	3.10	1.75	1.34	0.74	0.96	7.89
2010	3.09	1.84	1.35	0.72	1.01	8.01
2011	3.03	1.86	1.28	0.71	1.00	7.87
2012	3.03	1.91	1.29	0.71	0.99	7.92
2013	3.12	1.95	1.33	0.68	1.02	8.09
2014	3.05	1.97	1.36	0.71	1.01	8.11
2015	3.11	1.99	1.39	0.73	1.00	8.22
2016	3.07	1.99	1.43	0.77	1.04	8.29
2017	3.05	1.93	1.44	0.81	1.00	8.24
2018	2.99	1.93	1.36	0.98	1.02	8.29

Fuente: Abdullah et al., 2020

Gráfico 3.3.2 – Resultados ESIP



Fuente: Abdullah et al., 2020

Según Abdullah et al. “este estudio ha permitido elaborar el índice de seguridad energética de Pakistán y puede ayudar a los responsables políticos a entender la demanda de energía y los patrones de consumo de Pakistán”. (Abdullah et al., 2020: p.18)

3.3.3 Tecnología de evaluación del nivel de seguridad energética (Lituania)

Augutis et al. desarrollaron una metodología para estudiar el nivel de seguridad energética en Lituania en diferentes escenarios. La misma utiliza 68 indicadores en tres bloques: económico, técnico y sociopolítico. Dentro de cada bloque hay distintos grupos y se asignan pesos a los indicadores dentro del grupo, a los grupos dentro del bloque y finalmente a cada bloque.

Los grupos de bloques de indicadores técnicos y económicos se dividen según el tipo de combustible utilizado en el sistema energético: gas, petróleo, carbón, nuclear y biocombustible. Además, se suman los grupos electricidad y calor ya que son elementos esenciales del sistema energético. El peso se asigna según la participación en el consumo total de energía. El bloque sociopolítico se divide en los grupos geopolítica y sociopolítica, con un peso de 0,5 cada uno.

Los indicadores se normalizan en una escala de 0 a 100 y se establecen valores umbrales para cada indicador en los que el sistema cambia de estado. Para identificarlo, se utiliza una escala de 15 puntos. La escala se divide en tres partes principales: estado normal (11-15 puntos), estado precrítico (6-10 puntos) y estado crítico (1-5 puntos). Estos valores umbrales se identifican a partir de regulaciones técnicas, documentos normativos de operación de los equipos y la evaluación de expertos. De este modo, cada indicador normalizado se transforma en un valor del 1 al 15 y luego se pondera dentro del grupo y el grupo dentro del bloque. Para ponderar cada bloque en un caso se utilizan pesos iguales y en otro se determina según la influencia en el resultado final.

Se utiliza para analizar la seguridad energética en 2007, en 2010 (luego del cierre de la planta nuclear Ignalia) y en tres escenarios futuros, contemplando la introducción de nuevos proyectos energéticos¹². Se obtienen los siguientes resultados:

Cuadro 3.3.5 – Resultados indicadores Lituania

Bloques	Escenarios				
	2007	2010	NordBalt	LNG	VNPP
Pesos iguales					
Técnico	8.94	7.73	9.17	9.89	9.82
Económico	6.60	5.75	6.66	8.85	7.89
Sociopolítico	6.65	6.32	6.50	6.33	7.73
Índice	7.40	6.60	7.44	8.36	8.48
Pesos dominantes					
Técnico	9.51	8.39	9.80	10.57	9.80
Económico	6.42	5.84	6.71	9.18	6.70
Sociopolítico	7.55	6.25	7.15	7.05	7.05
Índice	7.83	6.83	7.89	8.93	8.66

Fuente: Augutis et al., 2012

Se observa que el peso igual o dominante de los indicadores no es un factor determinante para la evaluación del nivel de seguridad. En ambos casos, el nivel de seguridad varía casi en paralelo. (Augutis et al., 2012)

3.3.4 Índice de seguridad energética sostenible para países en desarrollo (SES)

El trabajo realizado por Narula & Reddy presenta un marco para el estudio de la seguridad energética sostenible de países en desarrollo y una metodología para construir un índice de SES. Se propone una estructura jerárquica y el sistema energético se divide en tres subsistemas: "Suministro", "Transformación y Distribución" y "Demanda". Cada subsistema se divide a su vez en sus componentes, que se evalúan en función de cuatro dimensiones: Disponibilidad, Asequibilidad, Eficiencia y Aceptabilidad (medioambiental), utilizando indicadores cuantitativos. Los índices energéticos se construyen utilizando "puntuaciones" (valores objetivos) y "ponderaciones" (valores subjetivos que representan compensaciones) que luego se agregan, para obtener un índice SES global para un país.

El subsistema de suministro de energía se evalúa para ocho fuentes de energía primaria: Carbón, Petróleo, Gas natural, Biomasa, Nuclear, Eólica, Solar e Hidráulica. El subsistema de conversión y distribución de energía se evalúa para cinco vectores energéticos: Carbón, Gas, Productos petrolíferos, Biomasa y Electricidad, y el subsistema de demanda de energía se evalúa para cinco sectores principales de la economía: Residencial,

¹² Red eléctrica prevista entre Lituania y Suecia (NordBalt), terminal de gas natural licuado (LNG) y nueva planta nuclear en Visaginas (VNPP).

Industrial, Comercial (Servicios), Agricultura y Transporte. Estos componentes se dividen a su vez en subcomponentes para una evaluación detallada.

Se recopila un conjunto de indicadores de la literatura existente y se identifican los adecuados. A continuación, se selecciona el conjunto final de indicadores y sus variables subyacentes basándose en el concepto de SES, la relevancia del indicador para la dimensión/categoría y la disponibilidad de datos.

Las puntuaciones se derivan del valor real de los indicadores, las cuales se obtienen de varias fuentes de datos. Como tienen diferentes unidades, éstas se normalizan en una escala de 0 a 1 para hacerlas adimensionales utilizando el método Mínimo – Máximo (para el subsistema de suministro) y Distancia a la referencia (para los subsistemas conversión y distribución y demanda). Los indicadores normalizados se escalan/invierten adecuadamente para obtener las puntuaciones que se introducen como elementos de la matriz de puntuación. Para definir las ponderaciones se utiliza el método Comparación por pares: se hacen comparaciones entre pares de indicadores individuales, y los responsables de la toma de decisiones tienen que decidir sobre la importancia de un indicador en relación a otro según una escala de 9 puntos. Luego se resuelve una ecuación matricial por métodos iterativos¹³.

Según Narula & Reddy las ventajas de este modelo es que atribuye el SES global de un país a todos sus componentes constitutivos en proporción a la participación de las diferentes fuentes de energía primaria para el subsistema de suministro y la cantidad de energía final consumida en los diferentes sectores. Además, los índices agregados pueden desglosarse en sus componentes y evaluar el SES relacionado con cada componente y subcomponente. El enfoque modular permite calcular los índices por separado, lo que ayuda a analizar las diferentes partes del sistema energético para diseñar intervenciones políticas adecuadas. Finalmente, es un método flexible ya que permite elegir los indicadores más acordes al país bajo estudio (las seleccionadas en este trabajo se adaptan al caso de India). (Narula & Reddy, 2016)

Como se puede observar en esta revisión bibliográfica, existe una gran diversidad en los modos utilizados para la elaboración de índices de seguridad energética, así como también en los objetivos perseguidos en su estudio. Más allá de estas diferencias, lo que se desprende de todos es la necesidad de que el índice represente las características principales del sistema energético bajo estudio y permita analizar la seguridad energética desde la perspectiva deseada.

¹³ Para mayor detalle ver Narula & Reddy, 2016.

4. Índice de Seguridad Energética para Argentina

En la construcción del Índice de Seguridad Energética para Argentina se han elegido aquellos indicadores que se consideran que cubren los diversos aspectos de la seguridad energética desde el enfoque del desarrollo sustentable, en todas sus dimensiones, factibles de elaborar y teniendo en cuenta las características del sistema energético argentino y su evolución en el pasado reciente.

Para ello, en el Anexo A se presenta el diagnóstico realizado del sistema energético argentino y su evolución en el periodo 2000 - 2019. Se estudió primero la estructura energética en su conjunto y luego se analizaron las principales fuentes por separado: Gas Natural y Distribuido, Petróleo y Derivados, Carbón Mineral, Energía Eléctrica, Energía Nuclear, Energía Hidráulica y Energías Renovables. Además, se analizaron las emisiones de gases de efecto invernadero del sistema energético.

En cuanto a la normalización, si la finalidad de los índices de seguridad energética es monitorear y evaluar la implementación de la política energética, el método adecuado es tomar valores de referencia: entre un *valor crítico* o mínimo de seguridad energética en cada indicador, y un *valor óptimo* o máximo para el periodo de prospectiva y planificación de la política energética. Deben ser los responsables de formular la política energética quienes, en definitiva, establezcan estos valores, y ello estará influenciado por los instrumentos de política a utilizar y la intensidad de su aplicación. Se han adoptado, para el desarrollo de esta tesis, valores críticos y óptimos considerados razonables, y se fundamenta su elección.

4.1 Definición de indicadores

En esta sección se definirán los indicadores que se utilizarán en cada dimensión de la seguridad energética definidas en el capítulo 2. Luego se calculará su evolución en el periodo de estudio y en caso de no disponerse de la información necesaria se dejará explicitado su modo de cálculo.

4.1.1 De Disponibilidad

Para definir los indicadores de esta dimensión, se la dividirá en dos aspectos: Recursos e Infraestructura.

- Recursos

Con respecto a los recursos se definirán indicadores de Cantidad y de Diversidad.

- Cantidad

- ❖ Productividad energética
- ❖ Potencia disponible de generación eléctrica per cápita

- ❖ Reservas comprobadas per cápita de las principales fuentes utilizadas
- ❖ Margen de reserva eléctrico
- ❖ Gas no suministrado
- Diversidad
 - ❖ Diversidad de fuentes en el consumo neto total
 - ❖ Diversidad de tecnologías de generación eléctrica disponible
- Infraestructura

Para analizar la infraestructura, se la dividirá en las fuentes o grupo de fuentes más utilizadas: Electricidad, Gas Natural y Gas Distribuido y Petróleo y Derivados. A su vez, cada una se la fraccionará en los segmentos de Generación/Producción, Transporte y Distribución.

 - Electricidad
 - Generación
 - ❖ Antigüedad de las centrales
 - ❖ Eficiencia de las centrales eléctricas térmicas
 - Transporte
 - ❖ Crecimiento anual de la longitud total de las líneas eléctricas
 - ❖ Crecimiento anual de la potencia total de transformadores
 - ❖ Desempeño operativo de las redes de transporte
 - Distribución
 - ❖ SAIDI
 - ❖ SAIFI
 - ❖ Pérdidas de distribución
 - Gas Natural y Gas Distribuido
 - Producción
 - ❖ Producción de gas per cápita
 - Transporte
 - ❖ Capacidad de reserva de los gasoductos
 - Distribución
 - ❖ Población con acceso a gas por redes
 - Petróleo y Derivados
 - Producción
 - ❖ Diferencia entre la estructura de refinación y la de consumo

Uno de los indicadores utilizados para evaluar la seguridad energética en la dimensión de Disponibilidad es el *consumo final de energía per cápita* (como se vio en los ejemplos

presentados en la sección 3.3). En este caso se decidió no incluirlo ya que se observa, particularmente en Argentina, que en los años en que disminuye se debe a las crisis económicas y no por condiciones del sistema energético, y, generalmente, son caídas de corto plazo. Si bien una disminución del consumo final per cápita implica una mayor seguridad energética, ya que se exige menos al sistema, la misma debería resultar de acciones de eficiencia energética para ser incluida en el análisis. Por otro lado, un aumento, podría significar una mejora en la satisfacción de las necesidades energéticas, teniendo así efectos contradictorios sobre la seguridad energética.

Otro de los indicadores usados para analizar la seguridad energética desde el punto de vista de la distribución de la electricidad, es el *grado de electrificación* (porcentaje de la población con acceso a la red eléctrica). En este caso no se utilizará ya que en Argentina es muy elevado, se podría considerar que está en el valor óptimo (casi 99% para el año 2019) y por lo tanto no hay significativamente margen de mejora.

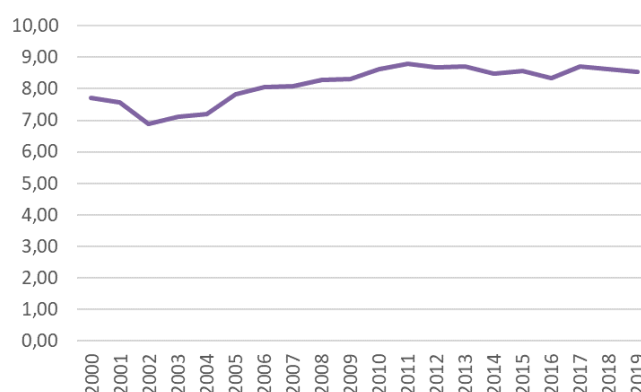
No se seleccionó ningún indicador para el transporte y distribución de petróleo y derivados, ya que no son segmentos que presenten mayores problemas en el periodo analizado.

Productividad energética: Se calcula como $PBI/OIBT$ (en millones de $\$2004/ktep$) y representa la cantidad de PBI generado por cada unidad de energía consumida en el país. Se utiliza la OIBT, en lugar del CNT o el CFT, porque es la energía que necesita el país para su funcionamiento, incluyendo todas las pérdidas que ocurren en el sistema. Cuanto más PBI se obtenga por cada unidad de energía consumida, mayor será la seguridad energética, ya que el sistema estará menos exigido al necesitar menos recursos para un determinado nivel de PBI.

La productividad energética puede disminuir debido a un cambio en la matriz productiva, hacia una economía más energo intensiva, y esto no significa una menor seguridad energética. En este caso, se considera que en el periodo de estudio no se han generado grandes cambios estructurales en la matriz productiva argentina. Si hubiera un cambio significativo en la matriz productiva del país, debería ajustarse el indicador de productividad energética de modo de eliminar dicho efecto.

En el siguiente gráfico, se puede observar que la productividad energética alcanza el mínimo (6,89 millones de $\$2004/ktep$) en el año 2002 y a partir de este momento comienza a crecer hasta llegar al máximo (8,81 millones de $\$2004/ktep$) en 2011. Luego vuelve a descender, pero sin llegar a estar por debajo de 8 millones de $\$2004/ktep$.

Gráfico 4.1.1 – Productividad energética (millones de \$₂₀₀₄/ktep)

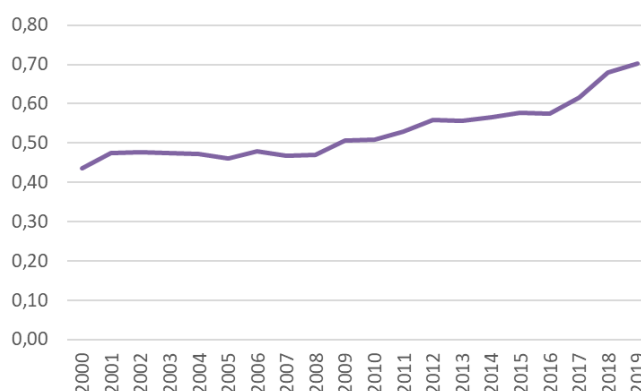


Fuente: elaboración propia a partir de serie de BEN de la Secretaría de Energía e INDEC

Potencia disponible de generación eléctrica per cápita: Se calcula dividiendo la potencia disponible por la población (en kW/habitante). Este indicador permite visualizar la capacidad del sistema para satisfacer la demanda eléctrica por habitante creciente, debido al desarrollo del país. Cuanto mayor sea, mayor será la seguridad energética ya que permitirá abastecer este crecimiento.

Se observa una tendencia creciente en el periodo pasando de 0,435 kW/habitante en el año 2000 a 0,703 kW/habitante en 2019, a pesar de existir años de estancamiento o incluso de leves caídas.

Gráfico 4.1.2 – Potencia disponible de generación eléctrica per cápita (kW/habitante)



Fuente: elaboración propia a partir de Cammesa e INDEC

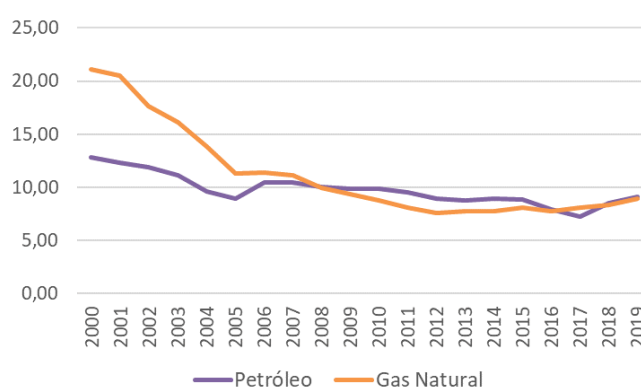
Reservas comprobadas per cápita de las principales fuentes utilizadas: Este indicador se calculará para el gas natural y el petróleo, fuentes que aportan alrededor del 90% de la OIBT de Argentina, teniendo en cuenta la aclaración que se hizo sobre las reservas de no convencionales en el diagnóstico, en el punto A.2 del Anexo A. Se podría incluir también para el carbón mineral y el uranio, pero por un lado no existen series de reservas para el periodo bajo estudio y, por el otro, su participación en la OIBT es muy pequeña, como se analizó en el Anexo A. También se podrían incluir indicadores sobre

los potenciales técnica y económicamente aprovechables de los recursos renovables (hidráulica, solar, eólica y leña), pero no existen evaluaciones de estos potenciales para el total nacional.

Este indicador, permite visualizar la capacidad del país de satisfacer la demanda de gas y petróleo con recursos propios, aumentando así la seguridad energética.

En el caso del gas natural se observa una caída abrupta de las reservas per cápita hasta el año 2012, cuando llega al mínimo de 7,6 miles m^3 /hab. Luego comienza a ascender muy levemente, pero manteniéndose muy por debajo de los valores iniciales de 21 miles m^3 /hab. En el caso del petróleo también se registra una caída importante, desde el máximo en el 2000 de 12,8 m^3 /hab, hasta el mínimo de 7,3 m^3 /hab en 2017. Se observan pequeñas recuperaciones entre los años 2005-2006 y 2018-2019. Estas caídas impactan negativamente en la seguridad energética del país, dada la gran relevancia de los hidrocarburos en el abastecimiento energético nacional.

Gráfico 4.1.3 – Reservas comprobadas per cápita de petróleo (m^3 /hab.) y gas natural (miles m^3 /hab.)



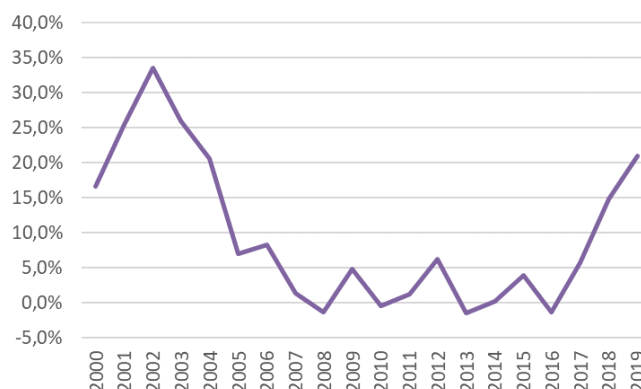
Fuente: elaboración propia a partir de Secretaría de Energía e INDEC

Margen de reserva eléctrico: La reserva eléctrica se calcula como la diferencia entre la potencia disponible en generación y la potencia máxima demandada. El margen de reserva eléctrico se obtiene dividiendo esta reserva por la potencia máxima demandada. Este indicador da una idea de la capacidad del sistema eléctrico de satisfacer la demanda ante distintas contingencias. Un bajo margen de reserva puede significar una menor seguridad energética, ya que, ante indisponibilidades de centrales o variaciones de la demanda no previstas, podría no satisfacerse la demanda eléctrica.

En el siguiente gráfico se observa que durante los primeros años el margen de reserva es elevado, llegando al máximo en el año 2002 de 33,5%. Este valor probablemente se deba a una menor demanda producto de la crisis económica. A partir de este año, comienza a disminuir, ubicándose entre valores de 1% y 5%, e incluso llegando a valores

negativos. A partir del año 2017 empieza a aumentar nuevamente, llegando en el 2019 a 21,1%.

Gráfico 4.1.4 – Margen de reserva eléctrico



Fuente: elaboración propia a partir de Cammesa

Gas no suministrado: Para analizar en qué medida el gas disponible es suficiente para atender los requerimientos del país se debe observar la cantidad de gas no suministrado, definido como la diferencia entre el volumen de transporte solicitado por las distribuidoras y el volumen de transporte autorizado. Los partes diarios con esta información los elabora el ENARGAS pero no se ha podido conseguir una serie histórica, por lo que este indicador no podrá ser utilizado en el presente estudio. Se deja definido el indicador como el volumen total de gas no suministrado anual dividido el volumen total de gas solicitado anual, para ser utilizado en el futuro si se dispusiera de la información.

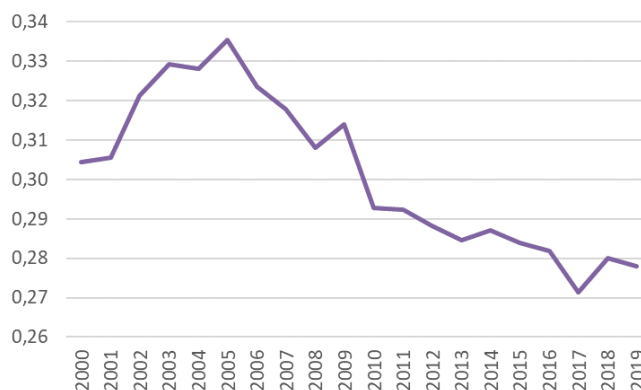
Diversidad de fuentes en el consumo neto total: Se utilizará el índice de Herfindahl e Hirschman (HHI), el cual se calcula como la sumatoria de los cuadrados de las participaciones de cada fuente.

Cuando una fuente (o componente) tiene el 100% de participación, el HHI es máximo e igual a 1. Cuando todas las fuentes tienen la misma participación, es decir la mayor diversidad, HHI toma el valor mínimo que dependerá de cuántas fuentes se tienen en cuenta. Un índice más bajo implica mayor diversidad, y por lo tanto mayor seguridad energética, ya que el sistema depende menos de una o pocas fuentes.

En este caso se considera el consumo neto total, pero a futuro se podría analizar la diversidad en el consumo de cada sector para profundizar el estudio. Las fuentes que se considerarán son: electricidad, gas natural y distribuido, gas licuado, motonaftas, diesel, fuel oil, biodiesel y bioetanol. El resto de las fuentes consumidas no se incluyen ya que tienen una participación marginal y en retroceso o porque corresponden a un uso específico (por ejemplo el aerokerosene).

El HHI de fuentes en el consumo neto total, si bien presenta un comportamiento oscilante, se observa una tendencia creciente hasta el año 2005, cuando llega al máximo de 0,335. A partir de este momento la tendencia es a la baja, llegando al mínimo en 2017 de 0,271.

Gráfico 4.1.5 – Diversidad de fuentes en el consumo neto total (Índice HHI)

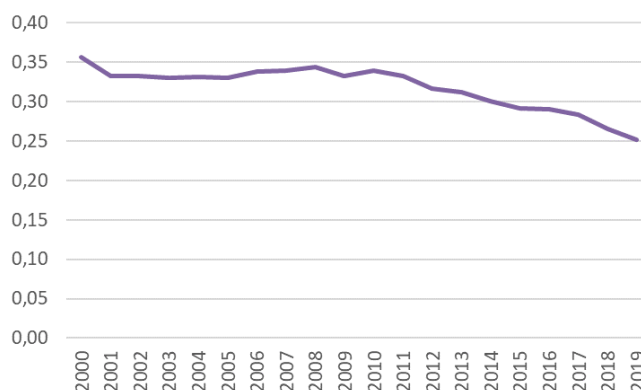


Fuente: elaboración propia a partir de serie de BEN de la Secretaría de Energía

Diversidad de tecnologías de generación eléctrica disponible: Se utilizará el índice HHI sobre la potencia de generación eléctrica disponible y las tecnologías que se considerarán son: hidráulica, ciclos combinados, turbina de gas, turbina de vapor, nuclear, eólica y solar. El resto de las tecnologías no se incluyen ya que tienen una participación marginal y no se prevé que en el futuro vayan a aumentar. Un índice más bajo, implica mayor diversidad, por lo tanto mayor seguridad energética, ya que el sistema depende menos de una o pocas tecnologías de generación eléctrica.

Se observa una tendencia decreciente del índice en todo el periodo, pasando del máximo de 0,357 en el año 2000, al mínimo de 0,251 en el 2019.

Gráfico 4.1.6 – Diversidad de tecnologías de generación eléctrica disponible (Índice HHI)



Fuente: elaboración propia a partir de Cammesa

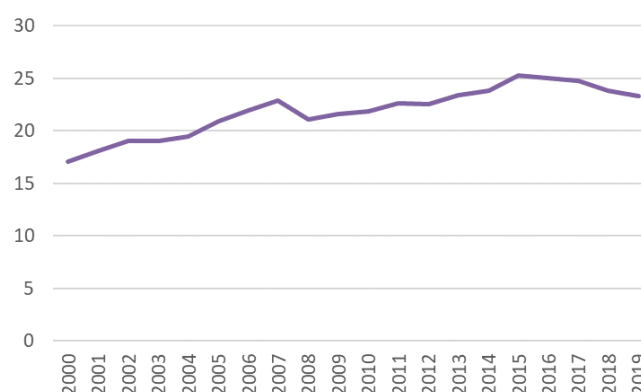
Antigüedad de las centrales: La antigüedad del parque generador permite tener una idea general del estado del mismo. Centrales más antiguas requerirán mayor mantenimiento preventivo y tendrán más probabilidad de salir de servicio, disminuyendo así la seguridad energética. El estado de mantenimiento de las centrales, incluyendo las reparaciones integrales, hacen que centrales antiguas tengan mayor confiabilidad. Por lo tanto en estos casos, el indicador de antigüedad no reflejaría tan linealmente la probabilidad de salidas de servicio. Considerar esto último, requiere la disponibilidad de información consolidada y un análisis en mayor profundidad.

Este indicador se calculará haciendo un promedio ponderado de las antigüedades de cada central y su potencia nominal. Es necesario aclarar que no existe una serie homogénea de esta información (listado de centrales con año de puesta en marcha y potencia) para todo el periodo de análisis, por lo que se la construyó a partir de la recopilación de información de bases de generadores de CAMMESA y búsquedas en sitios apropiados. Las bases de generadores no tienen el mismo formato para todos los años y no se la ha encontrado para el año 2000. Fue necesario indagar sobre fechas de puesta en marcha de centrales anteriores a 1994, potencias de algunas centrales, eliminar registros duplicados y sin embargo no fue posible encontrar los datos del total de generadores, por lo que se incluye la mejor estimación obtenida.

Un problema que se detectó fue que la suma de las potencias de los generadores para cada año es mayor que la potencia instalada que informa CAMMESA en sus estadísticas anuales. La diferencia debería ser en el sentido contrario ya que no se incluyen una pequeña cantidad de centrales de las cuales no fue posible obtener los datos. A futuro sería deseable que esta información sea recopilada y sistematizada por los organismos pertinentes.

Se observa que, al comienzo del periodo, la antigüedad de las centrales aumenta hasta el año 2007, registrándose en algunos años un aumento mayor al año. En el 2008 disminuye, como producto de la incorporación de nueva potencia, pero luego vuelve a aumentar hasta llegar al máximo de 25,3 años en 2015. A partir de allí comienza a disminuir debido al incremento de nuevos generadores renovables.

Gráfico 4.1.7 – Antigüedad de las centrales



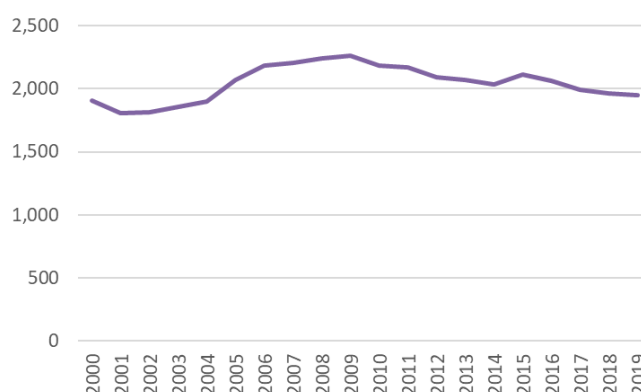
Fuente: elaboración propia a partir de Cammesa

Eficiencia de las centrales eléctricas térmicas: Para evaluar la eficiencia de las centrales eléctricas se utilizará la cantidad de combustible (en kcal) utilizado en las centrales térmicas convencionales y nucleares por cada unidad de energía generada (en kWh). El parque térmico está compuesto por distintas tecnologías y a su vez se utilizan diferentes combustibles, por lo que el indicador obtenido será un promedio. Una mayor eficiencia de las centrales resultará en un nivel mayor de seguridad energética, ya que se requerirá menos combustible para la misma generación, menos infraestructura para proveer los combustibles, menos importaciones, etc.

Se considerará sólo la generación térmica ya que, en el caso de la generación con renovables no hay un costo en la producción de la fuente primaria como en el caso de los recursos no renovables, ni se agota el recurso por su explotación. Además, no hay una medición sistemática del rendimiento de la transformación, siendo éste un parámetro que se estima en función de la tecnología de la central.

En el siguiente gráfico se puede ver que el menor consumo específico, es decir la mayor eficiencia, se produce en el año 2001 (1.809 kcal/kWh) y a partir de allí comienza a aumentar hasta el 2009, llegando al máximo de 2.260 kcal/kWh. Luego comienza a disminuir levemente, pero quedando por encima de los valores del comienzo del periodo.

Gráfico 4.1.8 – Eficiencia de las centrales eléctricas térmicas (kcal/kWh)



Fuente: elaboración propia a partir de Cammesa

Crecimiento anual de la longitud total de las líneas eléctricas: La evolución de la longitud de las líneas eléctricas de transporte de alta tensión y de distribución troncal (junto con la potencia de los transformadores) permite analizar si la infraestructura de transporte acompaña el aumento de la demanda eléctrica. Se toma como indicador el porcentaje de crecimiento año a año, pero para evitar picos muy bruscos, se utiliza el promedio móvil del año en cuestión y los dos años siguientes. Un crecimiento mayor, resultará en una mayor seguridad energética.

Se puede ver que a partir del 2000 el crecimiento disminuye, llegando al mínimo en 2002 de 0,5%. El salto en 2006 se debe a la incorporación de la región Patagonia al MEM, registrándose un crecimiento máximo de 7,9%. El resto del periodo disminuye, ubicándose los últimos años en valores cercanos al 1%.

Gráfico 4.1.9 – Crecimiento anual de la longitud total de líneas eléctricas (%)



Fuente: elaboración propia a partir de Cammesa

Crecimiento anual de la potencia total de transformadores: Al igual que el indicador anterior, la evolución de la potencia de los transformadores de alta tensión, de alta tensión en reserva y de distribución troncal, permite visualizar cómo la infraestructura

de transporte acompaña el crecimiento de la demanda eléctrica. Se toma como indicador el porcentaje de crecimiento año a año, pero para evitar picos muy bruscos se utiliza el promedio móvil del año en cuestión y los dos años siguientes. Un mayor crecimiento resultará en un mayor nivel de seguridad energética.

En el siguiente gráfico se puede ver que el mayor crecimiento, de 7,7%, se produce en 2005-2006. El resto del periodo oscila entre el 3% y 6,5%.

Gráfico 4.1.10 – Crecimiento anual de la potencia total de transformadores (%)



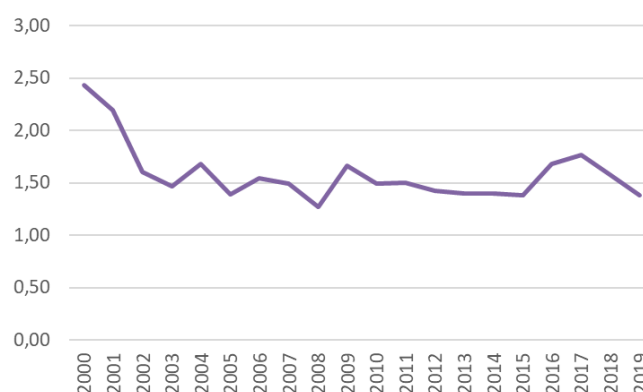
Fuente: elaboración propia a partir de Cammesa

Desempeño operativo de las redes de transporte: Este indicador es una medida de calidad de las redes de transporte que informa el ENRE para alta tensión y para todas las redes de distribución troncal. Se calcula como el número de fallas anuales cada 100 km. Se utilizará como indicador las fallas totales (alta tensión más distribución troncal) anuales cada 100 km.

Un mayor número de fallas anuales implica una menor seguridad energética.

Se puede ver que la cantidad de fallas disminuye desde el comienzo del periodo hasta 2003. Luego tiene un comportamiento oscilante, pero con una leve tendencia a la baja y siempre ubicándose por debajo de 2 fallas/100 km año.

Gráfico 4.1.11 – Desempeño operativo de las redes de transporte (N° de fallas totales/100 km año)



Fuente: elaboración propia a partir de ENRE

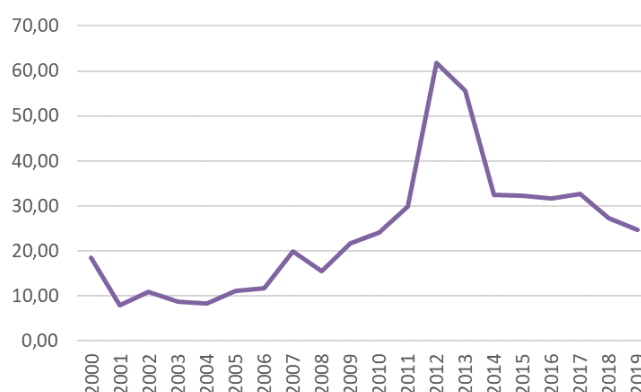
SAIDI y SAIFI: Como se mencionó en el Anexo A, estos son los indicadores de calidad del servicio de distribución que utiliza el ENRE. Se dispone de la información sólo para Edenor y Edesur, por lo que los indicadores que se utilizarán serán SAIDI y SAIFI combinado de Edenor y Edesur¹⁴. Se aclara que el indicador ideal sería el global para todas las distribuidoras, por lo que sería importante a futuro contar con esta información de manera sistematizada. La energía suministrada por Edenor y Edesur representa aproximadamente el 36% del consumo de electricidad del país.

En el caso del SAIDI, se observa una tendencia ascendente hasta llegar al máximo de 61,8 horas de interrupciones/usuario año en el 2012. Luego de este pico, disminuye y se estabiliza alrededor de las 30 horas y a partir del 2017 vuelve a disminuir, pero ubicándose todavía por encima de los valores de principio del periodo.

En el caso del SAIFI, hasta el año 2004 disminuye y luego comienza un periodo de ascenso, llegando al máximo en 2014 de 9,5 interrupciones/usuario año. A partir de allí, disminuye levemente, pero no es clara si esta tendencia continuará o alternará entre aumentos y bajas.

¹⁴ Se calcula para el año, sumando los valores de los dos semestres y teniendo en cuenta los números de usuarios de Edenor y Edesur.

Gráfico 4.1.12 – SAIDI (Horas de interrupciones/usuario año)



Fuente: elaboración propia a partir de ENRE

Gráfico 4.1.13 – SAIFI (Interrupciones/usuario año)



Fuente: elaboración propia de ENRE

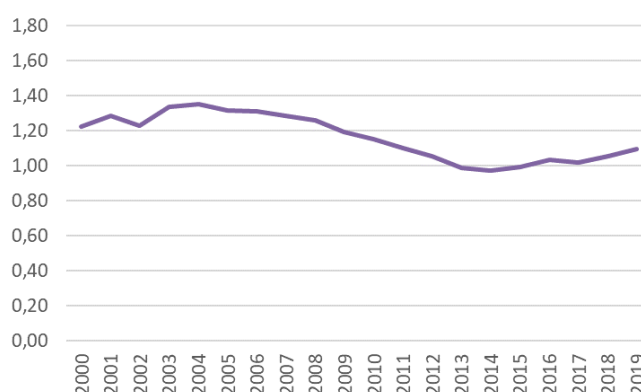
Pérdidas de distribución: Las pérdidas de distribución, tanto técnicas como no técnicas, es un indicador que permite evaluar la eficiencia de este segmento y los problemas de acceso que puedan tener grupos de la población. Como se explicó en el anexo A, sólo se disponen de estos datos para el periodo de análisis para Edenor, por lo que este indicador no será utilizado. Si se tuviese la información, el indicador ideal serían las pérdidas promedio de distribución para todo el país.

Producción de gas per cápita: La infraestructura principal para la producción de gas son los pozos de explotación operativos, los cuales tienen productividades distintas y algunos son exclusivamente gasíferos y en otros el gas está asociado al petróleo. Otro componente principal de la infraestructura son las plantas de captación y acondicionamiento del gas extraído. Para analizar la capacidad y estado de la infraestructura de producción de gas se requiere un análisis más especializado y la disponibilidad de cierto volumen de información técnica. No obstante, el resultado de estos factores es la producción de gas, por lo que el indicador a utilizar será la producción de gas per cápita. Un alto valor de este indicador significa una mayor

disponibilidad del gas para su consumo y/o exportación y, en consecuencia, una mayor seguridad energética.

En el siguiente gráfico se puede ver que durante los primeros años la producción de gas per cápita sube y baja, alcanzando un máximo en 2004 de 1,36 miles de m³/habitante, posteriormente comienza a descender hasta llegar al mínimo en 2014 de 0,97 miles de m³/habitante. A partir de allí la tendencia comienza a revertirse, ubicándose en 2019 en 1,10 miles de m³/habitante.

Gráfico 4.1.14 – Producción de gas per cápita (miles m³/habitante)



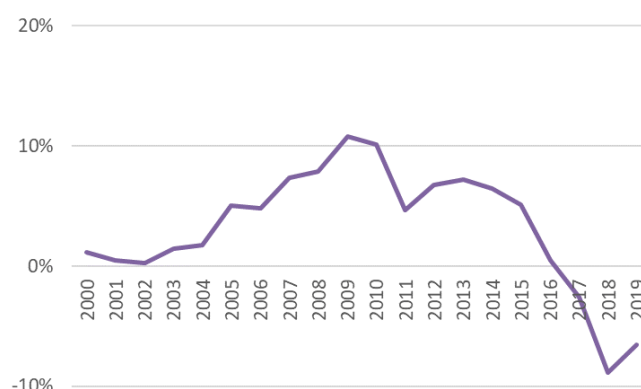
Fuente: elaboración propia a partir de Secretaría de Energía e INDEC

Capacidad de reserva de los gasoductos: El sistema nacional de transporte de gas está compuesto por 5 gasoductos troncales, cada uno con una capacidad nominal de inyección por día. Si se compara esta capacidad con el volumen máximo inyectado, se puede determinar cuan saturado o no está el sistema de transporte. Valores de inyección más cercanos a la capacidad nominal, resultan en menores niveles de seguridad energética, ya que significa que ante un aumento de demanda el sistema de transporte podría llegar a no dar abasto.

El indicador a utilizar será la diferencia porcentual entre la capacidad nominal total del sistema y el volumen máximo inyectado. Para un análisis más detallado se debería estudiar el indicador para cada gasoducto, pero no se dispone la información del máximo volumen inyectado por gasoducto.

En el siguiente gráfico se puede ver que al comienzo del periodo la capacidad de reserva se encuentra muy cercana a cero y a partir del 2002 comienza a crecer, hasta llegar al máximo en 2009 con un 10,8% de capacidad de reserva. A partir de allí cae y desde el 2017 el volumen máximo de inyección diaria supera a la capacidad nominal del sistema, lo que muestra la saturación global de la capacidad de transporte de gas los tres últimos años del periodo.

Gráfico 4.1.15 – Capacidad de reserva de los gasoductos (%)

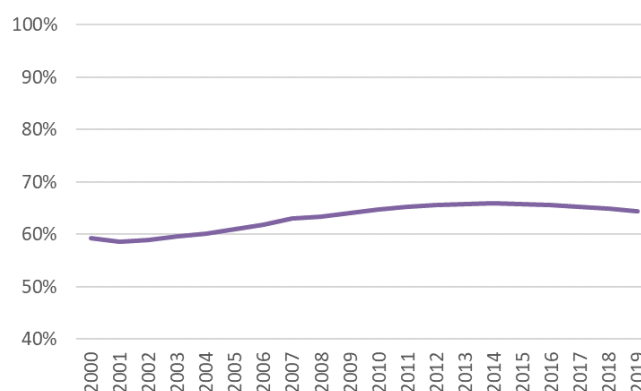


Fuente: elaboración propia a partir de Enargas

Población con acceso a gas por redes: Este es un indicador que permite evaluar la disponibilidad del gas por redes, una fuente fundamental en el caso argentino, en el conjunto de la población. Cuanto mayor sea este porcentaje, mayor será la seguridad energética ya que se asegura el acceso a una fuente de calidad.

Se puede ver que, en los primeros años del periodo, la población con acceso a gas por redes se mantiene prácticamente estancada, alrededor del 59%. A partir del 2004 comienza a ascender levemente, llegando al máximo de 65,9% en 2014, momento a partir del cual empieza a disminuir llegando en 2019 a 64,5%.

Gráfico 4.1.16 – Población con acceso a gas por redes (%)



Fuente: elaboración propia a partir de Enargas e INDEC

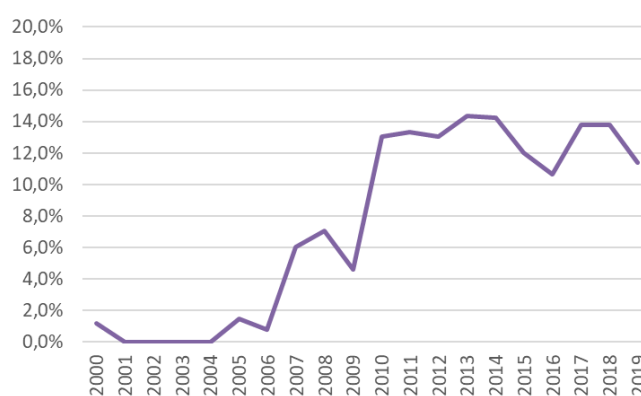
Diferencia entre la estructura de refinación y la de consumo: la estructura de refinación normalmente no coincide con la estructura de consumo de derivados del petróleo. De este modo, puede ocurrir que se produzca una mayor cantidad de la utilizada en el país de ciertos derivados, quedando saldos exportables y una menor cantidad de otros derivados, siendo necesaria su importación, como es el caso de Argentina. Si se igualan ambas estructuras, se puede observar que el déficit total de derivados en algunos casos se reduce a cero y en otros disminuye apreciablemente. Por lo tanto, una estructura de

refinación más equilibrada con la de consumo, significará mayor seguridad energética, ya que la necesidad de importación de derivados será menor. La adaptación de la estructura de refinación se logra a partir de cambios en la configuración de las refinerías.

El indicador utilizado será la diferencia existente entre la sumatoria de los déficits de cada derivado (medido sobre la oferta interna) y la sumatoria de los déficits que se obtendrían si se igualaran las estructuras de refinación y de consumo. Un menor valor de este indicador significa una mayor seguridad energética.

Se puede ver que al comienzo del periodo la diferencia es pequeña, e incluso durante algunos años es cero, pero a partir del 2007 comienza a aumentar, llegando al máximo de 14,4% en 2013.

Gráfico 4.1.17 – Diferencia entre déficits de refinación original y corregido (%)



Fuente: elaboración propia a partir de Secretaría de Energía

4.1.2 De Asequibilidad

Para definir los indicadores de esta dimensión, se la dividirá en dos aspectos: Gastos y Cobertura de costos.

Uno de los indicadores utilizados en esta dimensión es el gasto total de energía/PBI. Este indicador muestra el gasto energético que tiene el país para funcionar, para producir una unidad de PBI. Para calcularlo se deberían tomar, para cada año, los consumos de cada fuente en cada sector de consumo final y multiplicarlo por sus respectivos precios, considerando los distintos canales de venta para cada fuente energética del consumo final. Como no se dispone de esta información detallada, no se utilizará el indicador en este trabajo. Otra forma de calcularlo podría ser a partir de la matriz insumo-producto, utilizando los valores correspondientes a las fuentes energéticas, pero la última disponible es del año 1997. Sería interesante incluirlo a futuro, sistematizando de alguna forma la recolección de información.

Otro de los indicadores que suele utilizarse es el costo de las importaciones de energía/PBI. Para el caso de Argentina, como se vio en el anexo A, la importación representa un relativamente bajo porcentaje de la OIBT (24% en el 2013, año de mayor importación), por lo que la incidencia del precio de los energéticos importados no debería afectar significativamente el precio final promedio de los consumidores del país. Por lo tanto, no se incluirá en este trabajo.

Gasto de energía residencial: Para calcular el gasto de energía, se toman consumos de un hogar tipo de electricidad y gas natural, y a partir de los cuadros tarifarios vigentes a junio de cada año¹⁵, se calcula el gasto mensual. Para el caso de la electricidad, si bien deberían considerarse valores a nivel nacional, por disponibilidad de información y simplicidad, se toma un consumo mensual de 250 kWh (que corresponde al consumo promedio residencial de Edenor, Edesur y Edelap en el año 2019 y a un hogar tipo cubriendo los requerimientos básicos de electricidad), lo que corresponde a una categoría tarifaria R2. Para calcular la tarifa a aplicar se realiza el promedio entre las tarifas de Edenor, Edesur y Edelap (representan aproximadamente el 40% del consumo de electricidad residencial del país)¹⁶.

En el caso del gas natural se toma un consumo mensual de 150 m³ (obtenido como el consumo promedio de los hogares en junio de 2019), lo que lo ubica en una categoría tarifaria R3 3°. En este caso, la tarifa utilizada siguiendo un criterio similar a la electricidad, es la de Metrogas para provincia de Buenos Aires.

A ambos montos obtenidos se le aplica como impuesto solamente el IVA, aunque deberían incluirse los diversos impuestos locales, pero los mismos varían según la localidad y tienen una baja incidencia.

Finalmente, para cada año, se suman ambos gastos y se lo divide por la Remuneración Imponible Promedio de los Trabajadores Estables (RIPE) de junio. De este modo, este indicador permite visualizar cuánto representa el gasto en energía en el ingreso de los hogares. Un indicador mayor significará menor seguridad energética, ya que implica una mayor porción del ingreso destinado a la energía, lo que puede llevar a la imposibilidad de cubrir otras necesidades o a una insatisfacción de las necesidades energéticas.

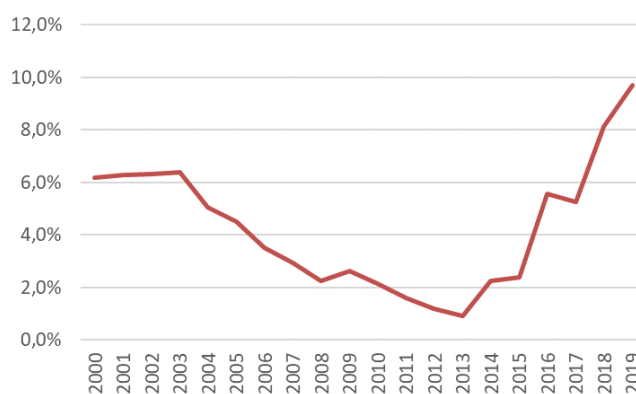
En el siguiente gráfico se puede ver que al principio del periodo el gasto representaba alrededor del 6,2% del RIPE y a partir del 2003 comienza a disminuir hasta el mínimo

¹⁵ Se toma un valor a mitad de año como representativo para simplificar los cálculos, pero debería utilizarse un promedio anual ponderado por los periodos de vigencia de cada tarifa.

¹⁶ Al utilizar estas tarifas, que son las más bajas del país, el indicador estará algo subestimado porque el gasto en electricidad es mayor en otros puntos del país. Sin embargo, este efecto no será tan elevado debido al mayor peso que tiene el consumo de las distribuidoras utilizadas en el total nacional.

de 0,9% en el 2013. Desde aquí empieza a aumentar hasta llegar al máximo de 9,7% en 2019.

Gráfico 4.1.18 – Gasto de energía residencial (%)



Fuente: elaboración propia a partir de Secretaría de Energía, Enargas e INDEC

Un indicador adicional que se podría utilizar sería la cantidad de hogares que poseen suministro eléctrico, pero no lo abonan (pérdidas no técnicas). Sin embargo, esta información no se encuentra accesible.

Costo de energía industrial: Para calcular el costo de energía en la industria se utilizan valores de consumo promedio de electricidad y gas natural para una PyME tipo, y a partir de los cuadros tarifarios vigentes a junio de cada año, se calcula el costo mensual. Para el caso de la electricidad se toma un consumo mensual de 10.000 kWh (que corresponde al promedio industrial de Edenor y Edesur del Gran Buenos Aires), lo que corresponde a una categoría tarifaria G3. Al igual que para el residencial, para calcular la tarifa a aplicar se realiza el promedio entre las tarifas de Edenor, Edesur y Edelap. En el caso del gas natural se toma un consumo mensual de 2.000 m³ (obtenido como el consumo promedio de las industrias en 2019). Se considera una categoría tarifaria Servicio General “P” y el consumo a utilizar lo ubica en el rango P2. Al igual que en el residencial se utiliza la tarifa de Metrogas para provincia de Buenos Aires. A ambos montos obtenidos se le aplica como impuesto solamente el IVA y vale la misma aclaración con respecto a los impuestos locales realizada para el costo residencial.

Lo ideal sería comparar el costo energético del establecimiento industrial tipo con los costos totales o con el valor bruto de la producción, pero estos datos no se disponen. Por lo tanto, se llevarán los costos de todos los años a valores de 2019 (utilizando el Índice de precios internos al por mayor) y se analizará la evolución en el periodo. Un mayor costo de la energía implica menor seguridad energética ya que afecta negativamente la competitividad y rentabilidad del establecimiento.

En el siguiente gráfico, se puede ver que el costo de electricidad y gas al comienzo del periodo rondaba los \$₂₀₁₉30.000. Hasta el 2015 disminuye, llegando al mínimo de \$₂₀₁₉8.692. A partir de allí se observa un marcado incremento, llegando en el 2019 a \$₂₀₁₉84.285.

Gráfico 4.1.19 – Costo de energía industrial (\$ de 2019)



Fuente: elaboración propia a partir de Secretaría de Energía y Enargas

Cobertura de costos eléctricos: Una manera de estimar en qué medida los costos de producción de electricidad son cubiertos por la tarifa, es comparando el precio monómico con el precio estacional (lo que pagan las distribuidoras). El hecho de que no se cubra una gran parte de los costos puede generar inseguridad ya que puede reducir la rentabilidad normal de las empresas eléctricas, afectar el mantenimiento y expansión de la infraestructura o requerir un monto importante de subsidios.

Se puede ver que al principio del periodo se produce la mayor cobertura (94,6%)¹⁷ y a partir de allí comienza a disminuir hasta llegar al mínimo en 2015 de 14,2%. Desde el 2016 se observa una marcada recuperación, llegando en 2019 al 64,3%.

Gráfico 4.1.20 – Cobertura de costos eléctricos



Fuente: elaboración propia a partir de Cammesa

¹⁷ Para los años 2000 y 2001 se tomó el mismo valor que en 2002 por no poseer la información.

El cubrimiento de los costos en cada uno de los segmentos de las distintas cadenas energéticas también debería considerarse en el análisis de la seguridad energética. La no disponibilidad de información en este aspecto impide identificar en qué otros segmentos puede haber problemas importantes de cobertura de costos.

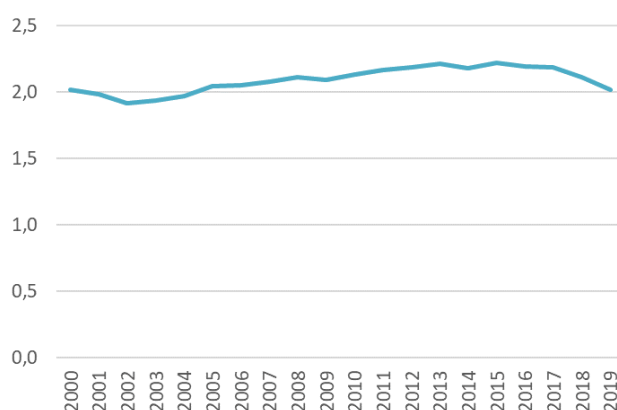
4.1.3 Ambiental

Para definir los indicadores de esta dimensión, se la dividirá en tres aspectos: Emisiones, Uso de renovables y Velocidad de uso de los recursos naturales.

Grado de carbonización: Este indicador se obtiene dividiendo las emisiones totales de CO₂ del sector energético por la OIBT. De este modo se puede evaluar qué impacto tiene sobre el ambiente cada unidad de energía que necesita el país. Un indicador elevado significará menor seguridad energética, ya que tendrá un mayor impacto sobre el ambiente.

En el siguiente gráfico se puede ver que el mínimo, de 1,91 ton CO₂/tep se produce en el año 2002 y a partir de allí comienza un leve aumento hasta llegar al máximo de 2,22 ton CO₂/tep en 2015. En los últimos años se registra un descenso para quedar en 2019 en 2,02 ton CO₂/tep, el mismo valor que al inicio del periodo en el año 2000.

Gráfico 4.1.21 – Grado de carbonización (Ton CO₂/tep)



Fuente: elaboración propia a partir de serie BEN de la Secretaría de Energía

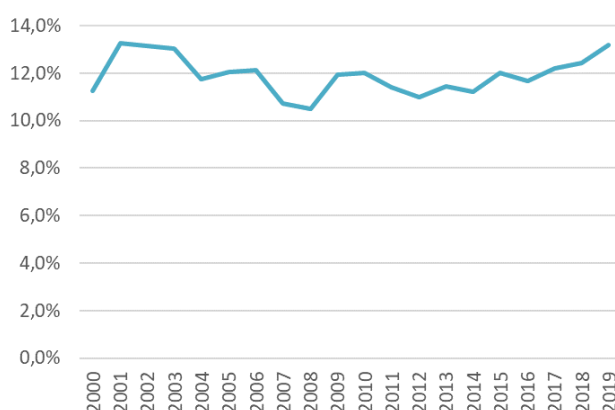
Otros indicadores que se utilizan generalmente son las *emisiones per cápita* y las *emisiones/PBI*. Pero estos indicadores, muy importantes por cierto, dependen en buena medida de las condiciones del desarrollo económico; mientras que el indicador Grado de carbonización depende más específicamente de la configuración del sistema energético, tanto de la oferta como de la demanda.

Renovables y nuclear en OIBT: Este indicador se calcula sumando todos los aportes de fuentes renovables y nuclear a la OIBT y dividiendo por la OIBT. Un mayor porcentaje

significará una mayor seguridad energética ya que tendrá menos consecuencias ambientales por una parte y, por otra, implicará un menor agotamiento de los recursos no renovables.

En el siguiente gráfico se puede ver que el máximo se alcanza en el 2001 (13,3%) y luego comienza a disminuir hasta llegar al mínimo en 2008 (10,5%). A partir de allí, tiene un comportamiento con altibajos pero con una leve tendencia ascendente para quedar en 2019 en 13,2%.

Gráfico 4.1.22 – Renovables y nuclear en OIBT (%)

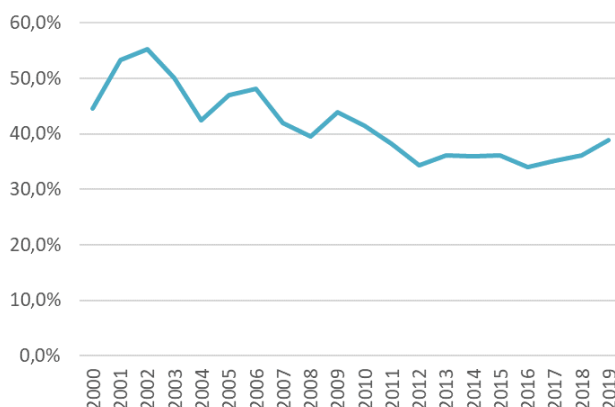


Fuente: elaboración propia a partir de serie BEN de la Secretaría de Energía

Renovables y nuclear en generación de electricidad: Este indicador se calcula dividiendo la electricidad generada con fuentes renovables y nuclear sobre la electricidad total generada. Permite calcular qué porcentaje de la electricidad generada no tiene impacto sobre el ambiente. Un mayor porcentaje significa una mayor seguridad energética.

En el siguiente gráfico se puede observar que el máximo, de 55,2%, se produce en el 2002 y a partir de allí comienza a descender fuertemente hasta llegar al mínimo de 34,0% en 2016. En los últimos años se observa una leve recuperación, quedando en 38,9%.

Gráfico 4.1.23 – Renovables y nuclear en generación de electricidad (%)



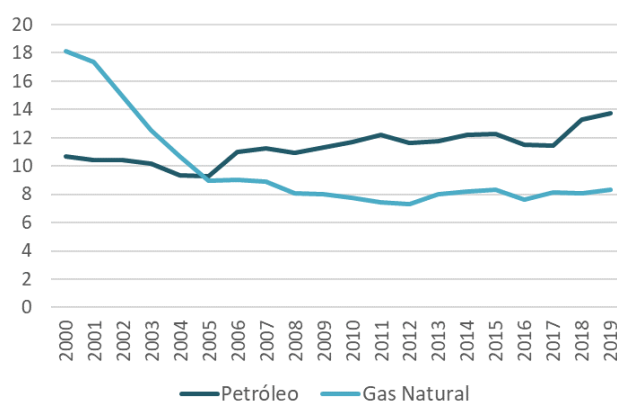
Fuente: elaboración propia a partir de Cammesa

Alcance de los recursos naturales: Este indicador da una idea de la velocidad del uso de los recursos naturales en comparación con la incorporación de reservas (en el caso de los recursos fósiles) o la reforestación (para el caso de la leña). Para el caso de Argentina se analizará para el gas natural y el petróleo dado que son las fuentes más relevantes en la matriz. El carbón, uranio y leña son fuentes con una participación marginal y no se dispone de series de reservas para cada año. Se calcula como las reservas comprobadas sobre la producción y se mide en años, teniendo en cuenta la aclaración que sea realizó en el diagnóstico sobre las reservas no convencionales (ver Anexo A).

Un alcance mayor significa un mayor nivel de seguridad energética ya que garantiza la existencia de recursos para el futuro próximo y además se traduce en un uso más sustentable de los mismos.

Para el caso del petróleo, al comienzo del periodo disminuye hasta llegar al mínimo de 9,3 años en 2005. A partir de allí aumenta hasta llegar al máximo en 2019 de 13,7 años. Por el contrario, el gas natural arranca el periodo con el máximo de 18,1 años y comienza a disminuir fuertemente hasta llegar al mínimo de 7,3 años en 2012. Luego se mantiene en este nivel, con una leve recuperación los últimos años para quedar en 8,3 años en 2019.

Gráfico 4.1.24 – Alcance de los recursos naturales (años)



Fuente: elaboración propia a partir de Secretaría de Energía

4.1.4 Soberanía

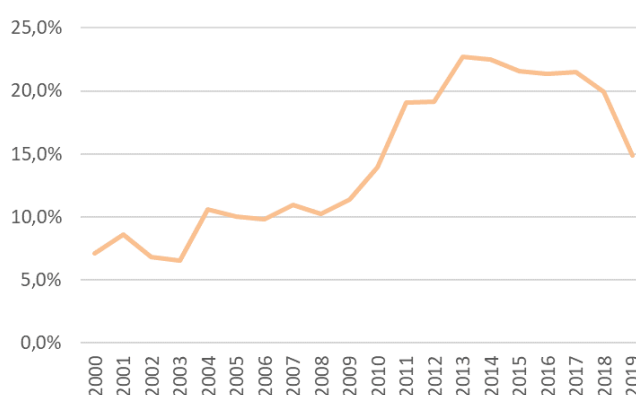
Para seleccionar los indicadores de esta dimensión se analizarán dos aspectos: la Dependencia de las importaciones y la Participación estatal en el sector energético.

Importaciones/OIBT: Este indicador sirve para evaluar el peso que tienen las importaciones de energía sobre la energía total utilizada en el país (OIBT). Una mayor

participación de las importaciones significará una menor seguridad energética ya que el país será más vulnerable a conflictos internacionales y/o a variaciones de precios internacionales, con su consiguiente impacto en el requerimiento de divisas y en los precios para el mercado interno.

En el siguiente gráfico se puede ver como la participación de las importaciones aumenta desde el inicio del periodo, donde se ubicaba entre el 5-10%, hasta llegar al máximo de 22,7% en 2013. Este aumento corresponde fundamentalmente al incremento de importaciones de gas natural. A partir del 2013 comienza a disminuir, pero sin llegar a los valores del comienzo del periodo.

Gráfico 4.1.25 – Importaciones/OIBT (%)



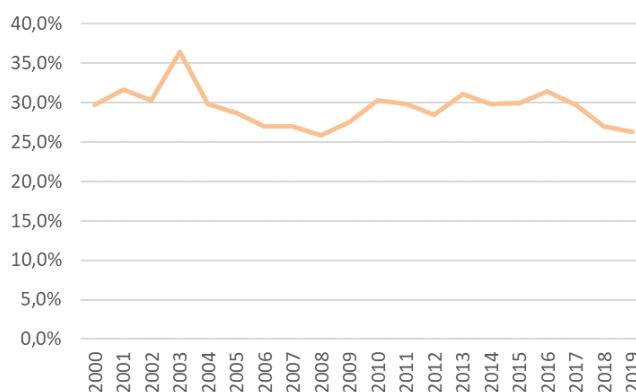
Fuente: elaboración propia a partir de serie BEN de la Secretaría de Energía

Para estudiar la participación estatal en el sector energético se considerarán las fuentes de energía más relevantes: electricidad, gas natural y distribuido, y petróleo y derivados. No se tendrán en cuenta los segmentos que son monopolios naturales, ya que en estos casos la participación estatal está dada a partir de la regulación. Se tomarán como estatales a las empresas nacionales y a las provinciales asumiendo que existe una coordinación de política energética entre el Estado Nacional y los Estados Provinciales, situación que no puede evaluarse dentro de los alcances de esta tesis. En los casos de participación mixta, se considerará la participación accionaria mayoritaria para determinar el carácter estatal o privado.

Participación estatal en electricidad: Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, este indicador se calcula como el porcentaje de energía generada en centrales nacionales y provinciales sobre la energía total generada. Un mayor porcentaje de generación estatal significará mayor seguridad energética ya que el Estado tendrá mayor poder de decisión sobre la ampliación de capacidad y las tareas de mantenimiento necesarias para asegurar el abastecimiento en generación.

Se puede ver que la participación es relativamente constante, manteniéndose entre 25-30%, con un mínimo de 25,8% en 2008 y un máximo de 36,4% en 2003.

Gráfico 4.1.26 – Participación estatal en electricidad (%)

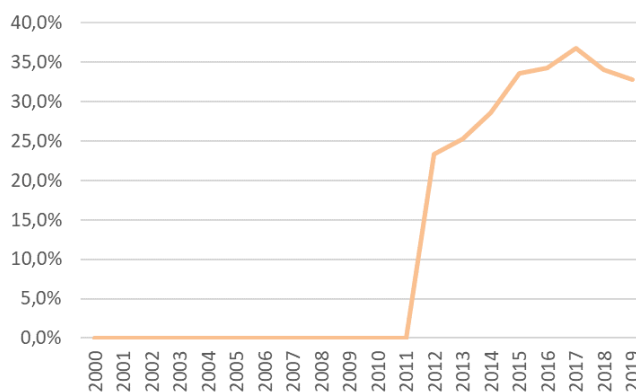


Fuente: elaboración propia a partir de ENRE

Participación estatal en gas natural: Este indicador se calcula como el porcentaje de producción de gas natural realizado por el Estado sobre la producción total. Una mayor participación significa una mayor seguridad energética, ya que el Estado tiene mayor injerencia sobre las decisiones de exploración y consiguiente aumento de producción, así como sobre el destino de la misma.

En el siguiente gráfico se observa que, hasta la reestatización de YPF en 2012, la participación estatal en la producción de gas natural era nula (salvo en 2010 y 2011 donde hay una producción marginal de Enarsa y Gas y Petróleo del Neuquén). En el 2012 alcanza el 23,4% y comienza a aumentar hasta llegar al máximo en 2017 de 36,8%. Luego disminuye, pero se mantiene por encima del 30%. La producción estatal se explica principalmente por YPF más las producciones menores de empresas provinciales y subsidiarias de YPF.

Gráfico 4.1.27 – Participación estatal en gas natural (%)



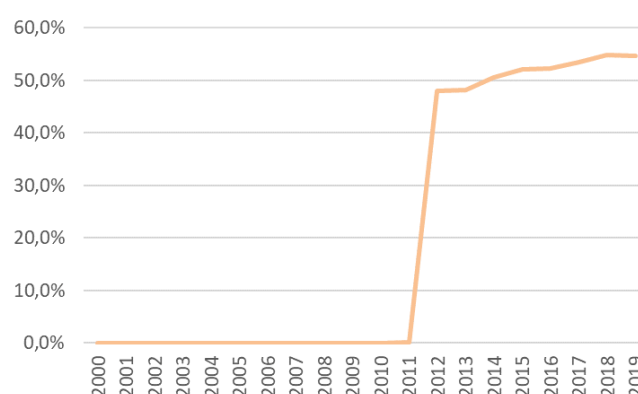
Fuente: elaboración propia a partir de Secretaría de Energía

Participación estatal en petróleo y derivados: En petróleo y derivados se distinguen 3 segmentos a analizar: producción de petróleo, refinación de petróleo y ventas de derivados. En la producción de petróleo, al igual que en gas natural, hasta la reestatización de YPF en 2012, la producción estatal es nula (salvo en 2010 y 2011 donde hay una producción marginal de Enarsa y Gas y Petróleo del Neuquén). A partir del 2012 aumenta desde el 35,4% al 50,5% en 2019. La situación es muy similar en la refinación, donde hay una refinación mínima por parte de Enarsa en 2010 y 2011 y, a partir de 2012, la participación estatal se ubica alrededor del 55% (con el aporte casi exclusivo de YPF).

Para las ventas, se toma la suma de las ventas de naftas, gasoil, diesel, fuel oil y kerosene en Tep. De igual manera, la participación estatal se da a partir del 2012 por parte de YPF, ubicándose alrededor del 55%.

Para obtener el indicador, se realiza un promedio de los 3 segmentos. En el siguiente gráfico se puede ver que hasta el 2012 es cero, cuando pasa a 48,1% y llega a un máximo de 54,8% en 2018.

Gráfico 4.1.28 – Participación estatal en petróleo y derivados (%)



Fuente: elaboración propia a partir de Secretaría de Energía

Otro aspecto importante para evaluar la participación estatal es la existencia de una planificación y política energética revisada y adaptada periódicamente. Sin embargo, es difícil construir un indicador que refleje esto y calcularlo año a año, por lo que no se incluirá en este trabajo.

4.2 Normalización

Para realizar la normalización de cada uno de los indicadores seleccionados, se definirán un valor crítico, que es el valor mínimo aceptable de seguridad energética y corresponderá al valor cero de la escala, y un valor óptimo o deseable de seguridad a alcanzar durante el periodo de planificación de la política de largo plazo (20 a 30 años),

que tendrá el valor de uno. Entre estos dos valores se hará una interpolación lineal. A los valores menores al crítico se les asignará el cero y a los valores por encima del óptimo, el uno.

4.2.1 Disponibilidad

Productividad energética: Como valor crítico se elige el mínimo del periodo, 6,89 millones de \$₂₀₀₄/ktep, correspondiente al año 2002, que es el año de la mayor crisis socioeconómica del país en las últimas décadas y se considera que no es deseable volver a llegar a esos valores de baja productividad. Para el valor óptimo se toma el máximo del periodo, el del año 2011, y se lo incrementa en un 20%, obteniéndose 10,6 millones de \$₂₀₀₄/ktep. El aumento del 20% es una meta que se la considera razonable en estudios de prospectiva energética en un escenario de política.

Potencia disponible de generación eléctrica per cápita: Para el valor crítico se toma en consideración la última crisis de generación eléctrica (años 1988-1989), cuando la potencia disponible estaba entre 0,24 y 0,28 kW/habitante. Se toma 0,4 kW/habitante como valor crítico, ya que durante los años siguientes aumentaron los usos eléctricos y el requerimiento es mayor. Para obtener un valor óptimo, se realiza el promedio del consumo de electricidad per cápita en 2019 de los 10 países con mayor índice de desarrollo humano¹⁸, obteniéndose 14,2 MWh/habitante. Para ese año el consumo per cápita en Argentina fue 2,9 MWh/habitante, por lo que se asume como ideal de consumo el 50% del promedio citado (7,1 MWh/habitante). Para obtener el valor óptimo se considera que el valor de potencia disponible per cápita del año 2019 debe aumentar en el mismo porcentaje que el consumo per cápita, obteniéndose 1,72 kW/habitante.

Reservas comprobadas per cápita de las principales fuentes utilizadas: Para el caso del gas natural, para el valor óptimo se considera que al valor máximo del consumo per cápita de la serie (en el año 2013) se lo aumenta para llevar el consumo residencial de una cobertura del 65,8% en ese año a una cobertura del 85% de la población, más un aumento del 10% en concepto de una mayor penetración del consumo de gas sustituyendo derivados del petróleo, y más un aumento del 35% debido a un aumento del PBI/cápita en un escenario de crecimiento económico sostenido. A este valor resultante se lo multiplica por 12 años de reservas/producción, lo que da unas reservas per cápita de 19 miles de m³/habitante. Para el valor crítico se procede de la misma manera, pero la cobertura se la disminuye al 60% de la población, se mantiene el aumento de 10% por mayor penetración y no se considera el aumento por crecimiento del PBI/cápita. Los años de reserva se establecen en 7, lo que da un valor de 7,69 miles

¹⁸ Noruega, Suiza, Irlanda, Alemania, Hong Kong, Australia, Islandia, Suecia, Singapur, Países Bajos.

de m³/habitante. De este modo, el valor crítico no permitiría cubrir los requerimientos del escenario de crecimiento.

En el caso de petróleo, para el valor óptimo, se toma la oferta interna del año 2019 y se la disminuye en un 10%, producto de la sustitución de derivados por gas distribuido, y se la aumenta en un 35% en concepto del aumento del PBI/cápita. A este valor se lo multiplica por 12 años de reserva, lo que da un valor de reservas per cápita de 8,64 m³/habitante. Para el valor crítico se procede de la misma manera, manteniendo la disminución en un 10% por sustitución, no se considera el aumento por crecimiento del PBI/cápita y se consideran 7 años de reservas/producción. Esto da un valor de 3,73 m³/habitante.

Estos dos indicadores normalizados se combinan en uno, ponderándolos según la participación en la OIBT año a año.

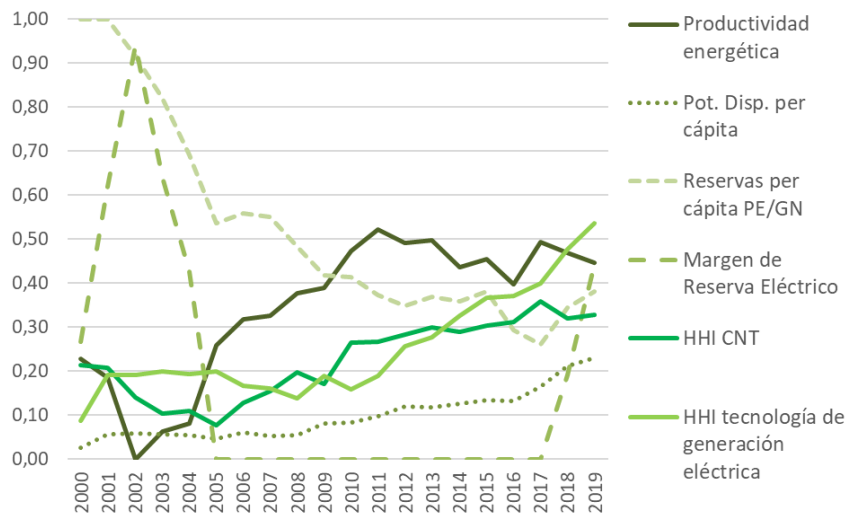
Margen de reserva eléctrico: Los valores óptimos y críticos son una decisión de política energética que deberá tener en cuenta la variabilidad de los recursos renovables, la antigüedad del parque generador y un análisis costo-beneficios, entre otros. Para este estudio, se tomará como valor óptimo un 35% y como crítico un 10%.

Diversidad de fuentes en el consumo neto total: Para establecer el valor óptimo se considera una distribución equitativa entre las 8 fuentes (12,5% cada una), lo que da un HHI de 0,125. Para el valor crítico se asume una situación de alta concentración en la que tres fuentes aportan el 95% del consumo, una de las cuales lo hace con el 50%, y el 5% restante se reparte entre las otras 5 fuentes. Esto da un valor de HHI de 0,353.

Diversidad de tecnologías de generación eléctrica disponible: Para establecer el valor óptimo se considera una distribución equitativa entre las 7 tecnologías (14,3% cada una), lo que da un HHI de 0,143. Para el valor crítico se asume una alta concentración de tecnologías en la que dos tecnologías aportan el 85%, una de las cuales lo hace con el 50%, y el 15% restante se reparte equitativamente entre las otras cinco tecnologías. Esto da un HHI de 0,377.

A continuación, se presentan los indicadores normalizados correspondientes a la componente de recursos de la dimensión Disponibilidad:

Gráfico 4.2.1 Indicadores de recursos en la dimensión Disponibilidad



Fuente: elaboración propia

Antigüedad de las centrales: En este caso no es posible determinar valores óptimos y críticos, debido a que el impacto de la antigüedad no será el mismo en cada tipo de central, ya que tienen vidas útiles diferentes y, además, habría que tener en cuenta numerosos factores tecnológicos y de mantenimiento para poder evaluar el funcionamiento confiable de las centrales. Por lo tanto, para normalizar el indicador se utilizarán los valores máximo y mínimo obtenidos en la serie - 25,3 y 17,1 años -, que serán adoptados como los valores crítico y óptimo respectivamente.

Eficiencia de las centrales eléctricas térmicas: Para normalizar este indicador, como valor óptimo se adopta 1.600 kcal/kWh, que es el rendimiento de los ciclos combinados actuales (Barone & Dubrovsky, 2020), y como valor crítico 2.500 kcal/kWh, que tiene en cuenta una mayor participación de centrales a vapor, turbinas de gas y grupos diesel.

Crecimiento anual de la longitud total de las líneas eléctricas y de la potencia total de transformadores: Para estos dos indicadores se considera un valor crítico de crecimiento anual de 1%, de modo que cubra solamente el crecimiento poblacional. Como valor óptimo se toma 4,5% de crecimiento anual, el cual asume además del crecimiento de la demanda de electricidad, una mayor interconexión.

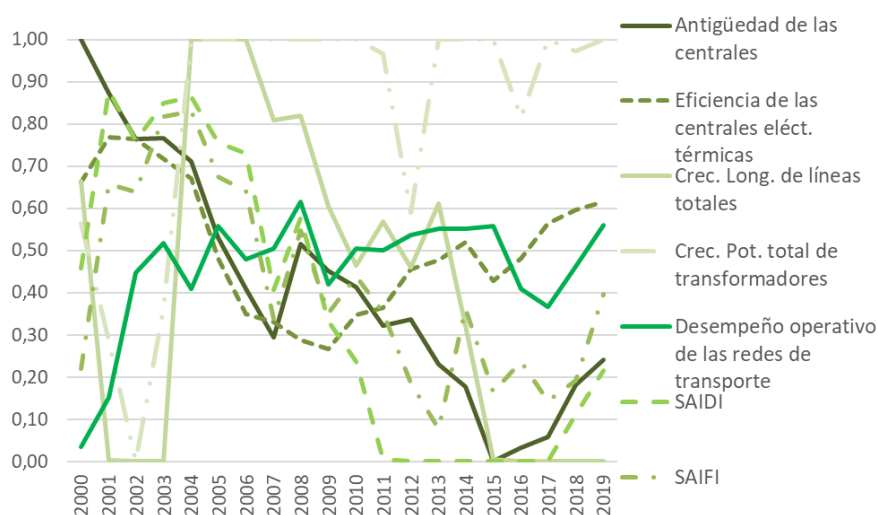
Desempeño operativo de las redes de transporte: Para normalizar este indicador se adoptan un valor crítico muy cercano al máximo de la serie, 2,5 fallas/ 100 km-año y un valor óptimo de 0,5 fallas/ 100 km-año. Se considera que este valor óptimo es una meta deseable y factible de obtener para Argentina.

SAIDI y SAIFI: Para normalizar el SAIDI se toma un valor crítico de 30 horas de interrupciones/usuario año y un valor óptimo de 5 horas de interrupciones/usuario año.

Para el caso del SAIFI se adopta un valor crítico de 10 interrupciones/usuario año y un valor óptimo de 3 interrupciones/usuario año. Se asume que estos valores óptimos son objetivos de política energética.

A continuación, se presentan los indicadores normalizados correspondientes a la componente de infraestructura eléctrica de la dimensión Disponibilidad:

Gráfico 4.2.2 Indicadores de infraestructura eléctrica en la dimensión Disponibilidad



Fuente: elaboración propia

Producción de gas per cápita: Para normalizar este indicador se utilizan los mismos supuestos que se utilizaron para normalizar el indicador *Reservas de gas per cápita*. Con estas hipótesis se obtiene un consumo de gas per cápita óptimo y uno crítico. Se asumen estos valores como críticos y óptimos para la producción de gas per cápita, ya que si bien, la producción podría ser mayor y destinarse en parte a la exportación, no se considera que ésta mejore la seguridad energética. Por lo tanto, el valor óptimo a utilizar es 1,6 miles m³/cápita y el crítico 1,1 miles m³/cápita.

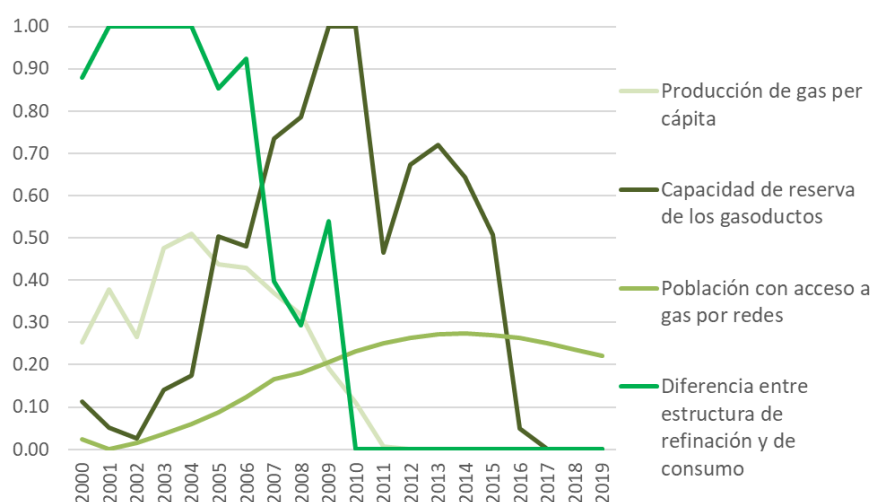
Capacidad de reserva de los gasoductos: Para la normalización se utiliza como valor óptimo un 10% de reserva, de modo que se pueda responder ante cualquier eventualidad, y como valor crítico 0% de reserva.

Población con acceso a gas por redes: Para normalizar el indicador se utiliza como valor óptimo el mismo utilizado para normalizar el indicador *Reservas de gas per cápita*, 85% de cobertura. Como valor crítico se adopta el mínimo de la serie, 59% de cobertura.

Diferencia entre la estructura de refinación y la de consumo: Para la normalización se utiliza como valor óptimo 0%, es decir que las estructuras de refinación y consumo sean iguales. Como valor crítico se adopta 10% de diferencia entre el déficit original y el déficit corregido.

A continuación, se presentan los indicadores normalizados de infraestructura de gas natural, petróleo y derivados:

Gráfico 4.2.3 Indicadores de infraestructura de gas natural, petróleo y derivados en la dimensión Disponibilidad



Fuente: elaboración propia

4.2.2 Asequibilidad

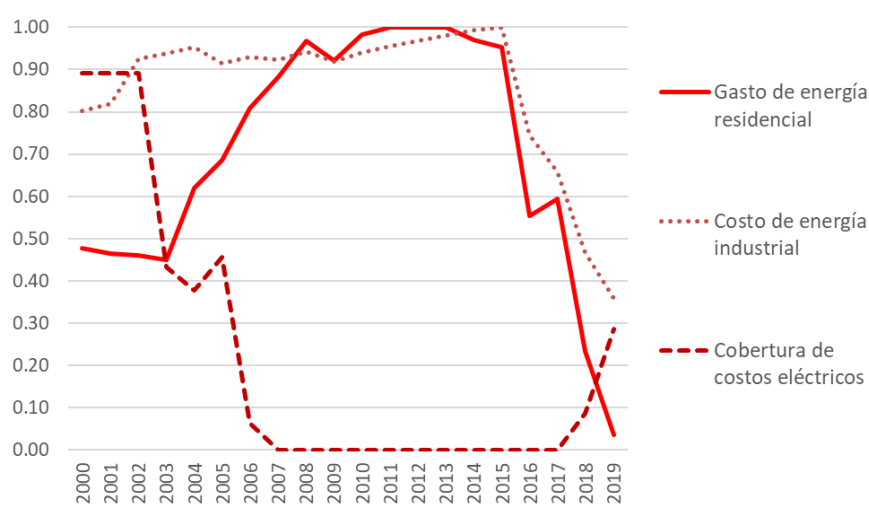
Gasto de energía residencial: Para normalizar este indicador se utiliza como valor óptimo un 2% del RIPE y como valor crítico un 10% del RIPE. Este último valor surge de las definiciones tradicionales de pobreza energética.

Costo de energía industrial: En este caso, al no contar con elementos para establecer valores óptimos y críticos, dadas las características del indicador, para normalizar el indicador se utilizarán como valor óptimo el extremo menor de la serie y como valor crítico, el máximo aumentado en un 50%.

Cobertura de costos eléctricos: Para normalizar este indicador se establece como valor óptimo 100% de cobertura, ya que lo deseable sería cubrir la totalidad los costos eléctricos, y como valor crítico 50% de cobertura.

A continuación, se grafican los indicadores de Asequibilidad normalizados:

Gráfico 4.2.4 Indicadores de Asequibilidad



Fuente: elaboración propia

4.2.3 Ambiental

Grado de carbonización: Para normalizar este indicador se establece como valor óptimo un 50% del valor del año 2019 (considerado como meta de política energética deseable y factible), dando como resultado 1,01 Ton CO₂/tep. Como valor crítico se adopta el máximo de la serie, 2,22 Ton CO₂/tep, ya que no es deseable superar los valores del periodo.

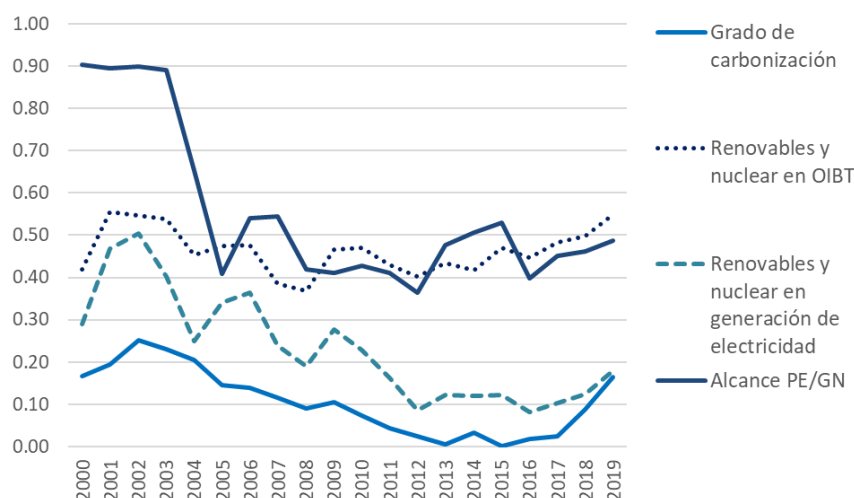
Renovables y nuclear en OIBT: Para establecer un óptimo de la participación de renovables y nuclear en la OIBT se debería realizar una prospectiva energética de largo plazo para un escenario de descarbonización. Como no está dentro del alcance de esta tesis, se adopta como valor óptimo un 50% mayor que el máximo de la serie, obteniéndose como resultado, 20% de renovables y nuclear en la OIBT. Para el valor crítico se asume un 5% de participación en la OIBT.

Renovables y nuclear en generación de electricidad: Para normalizar este indicador se adopta como valor óptimo un 80% de generación renovable y nuclear (dejando un 20% para generación térmica) y como valor crítico un 30% de participación en la generación eléctrica.

Alcance de los recursos naturales: Para normalizar los dos indicadores, Alcance de gas natural y de petróleo, se utilizan como valores óptimos y críticos, 12 y 7 años respectivamente, los mismos valores utilizados en el cálculo de los valores óptimos y críticos del indicador *Reservas comprobadas per cápita*, considerados valores estándares. Estos dos indicadores normalizados se combinan en uno, ponderándolos según su participación en la OIBT.

A continuación, se presentan todos los indicadores ambientales normalizados:

Gráfico 4.2.5 Indicadores Ambiental



Fuente: elaboración propia

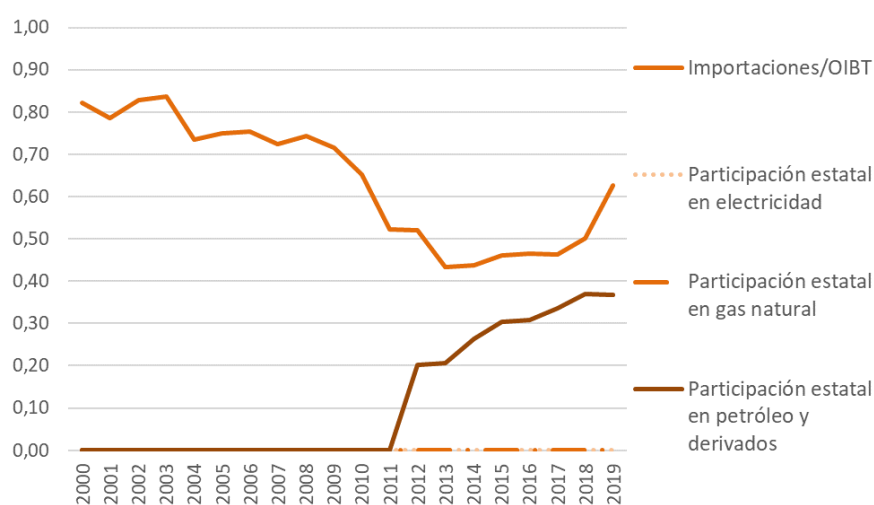
4.2.4 Soberanía

Importaciones/OIBT: Para normalizar este indicador se considera que el valor óptimo sería una participación nula de las importaciones en la OIBT, de modo de no tener ninguna dependencia externa. Como valor crítico se adopta 40% de participación de las importaciones en la OIBT, valor por encima del cual el impacto en la disponibilidad de divisas podría ser muy elevado.

Participación estatal en electricidad, gas natural y petróleo y derivados: Se utilizan los mismos valores óptimos y críticos para normalizar los 3 indicadores, ya que los 3 grupos de fuentes tienen una alta relevancia en la matriz energética del país. Como valor óptimo se considera una participación estatal del 80%, de modo de permitir una participación privada, pero con un control mayoritario del Estado. El valor crítico se asume en 40%, valor por debajo del cual el Estado no tiene control mayoritario.

A continuación, se presentan los indicadores de soberanía normalizados:

Gráfico 4.2.6 Indicadores de Soberanía



Fuente: elaboración propia

4.3 Criterios de Ponderación y Agregación

4.3.1 Disponibilidad

De los 17 indicadores que componen esta dimensión se les dará un mayor peso a los que tienen en cuenta todas las fuentes: *Productividad energética* y *Diversidad de fuentes en el consumo neto total*. Dentro de los 15 restantes, se considera que el *SAIDI* y la *Población con acceso a gas por redes*, están en un nivel por encima en importancia, ya que evidencian más directamente las consecuencias de la seguridad energética en el abastecimiento de los requerimientos de energía. Finalmente, a los otros 13 indicadores, se les asigna el mismo peso.

4.3.2 Asequibilidad

Dentro de los 3 indicadores que integran la dimensión, a la *Cobertura de costos eléctricos* se le asigna el menor peso, ya que involucra sólo una fuente. Entre el *Gasto de energía residencial* y el *Costo de energía industrial*, se considera al primero de mayor relevancia por su incidencia más directa en la calidad de vida de las personas.

4.3.3 Ambiental

En esta dimensión, el indicador más relevante es el Grado de carbonización, ya que tiene en cuenta las emisiones de gases de efecto invernadero de todo el sector energético. A los 3 indicadores restantes se les asigna el mismo peso, ya que se los considera igual de importantes.

4.3.4 Soberanía

De los 4 indicadores que componen esta dimensión, se le asigna el mayor peso a *Importaciones/OIBT*, ya que tiene en cuenta todas las fuentes energéticas, mientras que los 3 restantes corresponden a una fuente o grupo de fuentes cada uno. A estos 3 se les da la misma ponderación por ser todas las fuentes muy relevantes en el país.

4.3.5 Índice de Seguridad Energética

Finalmente se deben ponderar las 4 dimensiones para formar el Índice de Seguridad Energética. Se le asigna un peso mayor a la dimensión de Disponibilidad debido a que incluye una mayor cantidad de indicadores y es la disponibilidad y consumo de energía lo que en definitiva permite la satisfacción de las necesidades socioeconómicas.

A continuación, se presentan las ponderaciones adoptadas para cada dimensión, la ponderación de los indicadores dentro de cada dimensión y la ponderación resultante de cada indicador en el índice global.

Cuadro 4.3.1 – Ponderación de los indicadores

Dimensión	Peso	Indicador	Peso	Peso total
Disponibilidad	0,4	Productividad energética	0,100	0,040
		Potencia disponible de generación eléctrica per cápita	0,050	0,020
		Reservas comprobadas per cápita PE/GN	0,050	0,020
		Margen de Reserva Eléctrico	0,050	0,020
		HHI de fuentes en CNT	0,100	0,040
		HHI de tecnologías de generación eléctrica	0,050	0,020
		Antigüedad de las centrales	0,050	0,020
		Eficiencia de las centrales eléctricas térmicas	0,050	0,020
		Crecimiento anual de la longitud total de las líneas eléctricas	0,050	0,020
		Crecimiento anual de la potencia total de transformadores	0,050	0,020
		Desempeño operativo de las redes de transporte	0,050	0,020
		SAIDI	0,075	0,030
		SAIFI	0,050	0,020
		Producción de gas per cápita	0,050	0,020
		Capacidad de reserva de los gasoductos	0,050	0,020
		Población con acceso a gas por redes	0,075	0,030
		Diferencia entre la estructura de refinación y de consumo	0,050	0,020
Asequibilidad	0,2	Gasto de energía residencial	0,500	0,100
		Costo de energía industrial	0,300	0,06
		Cobertura de costos eléctricos	0,200	0,04
Ambiental	0,2	Grado de carbonización	0,400	0,08
		Renovables y nuclear en OIBT	0,175	0,035
		Renovables y nuclear en generación de electricidad	0,175	0,035
		Alcance de los recursos naturales	0,175	0,035
Soberanía	0,2	Importaciones/OIBT	0,500	0,100
		Participación estatal en electricidad	0,170	0,034
		Participación estatal en gas natural	0,170	0,034
		Participación estatal en petróleo y derivados	0,170	0,034

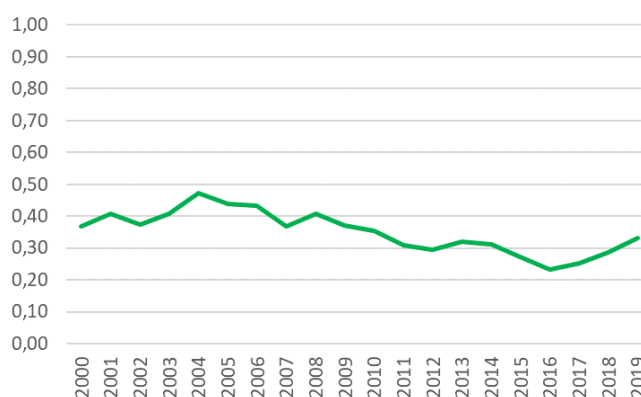
Fuente: elaboración propia

5. Obtención y análisis de resultados

5.1 Disponibilidad

La evolución del índice de Disponibilidad se puede dividir en 3 periodos que coinciden con 3 etapas político-económicas. Entre 2000 y 2004 (post reformas de los 90), el índice de Disponibilidad aumenta (desde 0,37 a 0,47) llegando al máximo en 2004. A partir de allí, comienza a disminuir hasta llegar al mínimo de 0,23 en el año 2016. Este año cambia la tendencia y aumenta hasta llegar en el 2019 a 0,33.

Gráfico 5.1.1 Índice de Disponibilidad



Fuente: elaboración propia

Al estar compuesto por 17 indicadores resulta difícil analizar cómo influye cada uno en el comportamiento del índice. Por lo tanto, se observará en cada uno de los 3 periodos cuáles presentan el mismo comportamiento (ascenso, descenso o mantenimiento).

Los indicadores que aportan al crecimiento del índice de Disponibilidad en el periodo 2000 – 2004 son: *Margen de reserva eléctrico, HHI de tecnologías de generación eléctrica disponible, Crecimiento anual de la longitud total de las líneas eléctricas, Crecimiento anual de la potencia total de transformadores, Desempeño operativo de las redes de transporte, SAIDI, SAIFI, Producción de gas per cápita, Capacidad de reserva de los gasoductos y Diferencia entre la estructura de refinación y la de consumo.*

En el periodo 2004 – 2016, los que contribuyen con la caída del índice de Disponibilidad son: *Reservas per cápita de gas natural y petróleo, Margen de reserva eléctrico, Antigüedad de las centrales, Eficiencia de las centrales eléctricas térmicas, Crecimiento anual de la longitud total de las líneas eléctricas, Crecimiento anual de la potencia total de transformadores, SAIDI, SAIFI, Producción de gas per cápita, Capacidad de reserva de los gasoductos y Diferencia entre la estructura de refinación y la de consumo.*

Finalmente, en el periodo 2016 – 2019, los indicadores que favorecen el crecimiento son: *Productividad energética, Potencia disponible de generación eléctrica per cápita,*

Reservas comprobadas per cápita de gas natural y petróleo, Margen de reserva eléctrico, HHI de tecnologías de generación eléctrica disponible, Antigüedad de las centrales, Eficiencia de las centrales eléctricas térmicas, Crecimiento anual de la potencia total de transformadores, Desempeño operativo de las redes de transporte, SAIDI y SAIFI.

Cuadro 5.6.1 – Comportamiento de los indicadores de Disponibilidad

Indicador	2000 - 2004	2004 - 2016	2016 - 2019
Disponibilidad	↑	↓	↑
Productividad energética	↓	↑	↑
Potencia disponible de generación eléctrica per cápita	=	↑	↑
Reservas comprobadas per cápita PE/GN	↓	↓	↑
Margen de Reserva Eléctrico	↑	↓	↑
HHI de fuentes en CNT	↓	↑	=
HHI de tecnología de generación eléctrica disponible	↑	↑	↑
Antigüedad de las centrales	↓	↓	↑
Eficiencia de las centrales eléctricas térmicas	=	↓	↑
Crecimiento anual de la longitud total de las líneas eléctricas	↑	↓	=
Crecimiento anual de la potencia total de transformadores	↑	↓	↑
Desempeño operativo de las redes de transporte	↑	=	↑
SAIDI	↑	↓	↑
SAIFI	↑	↓	↑
Producción de gas per cápita	↑	↓	=
Capacidad de reserva de los gasoductos	↑	↓	↓
Población con acceso a gas por redes	=	↑	=
Diferencia entre la estructura de refinación y la de consumo	↑	↓	=

Fuente: elaboración propia

El indicador *Productividad energética* (ver gráfico 4.2.1) llega a cero en el 2002, año de gran crisis económica, probablemente debido al menor uso de la capacidad instalada en los sectores productivos. A partir de allí, comienza a crecer hasta llegar al máximo de 0,52 en 2011, años también de sostenido crecimiento económico. Los años siguientes, hasta el final del periodo, el indicador tiene una moderada tendencia decreciente, al mismo tiempo que se produce un estancamiento del PBI. Pareciera ser que, si no ocurren cambios estructurales en la matriz productiva y/o en la matriz energética, el indicador mejora en momentos de crecimiento económico.

El indicador *Potencia disponible de generación eléctrica per cápita* (ver gráfico 4.2.1) tiene una tendencia creciente durante el periodo, más marcada a partir del 2008, dada principalmente por el aumento de la potencia instalada disponible de generación térmica: ciclos combinados, turbinas de gas y turbovapor. A partir de 2017 aumenta el ritmo de crecimiento debido especialmente al aumento de la potencia disponible

térmica y en el último año, también de la potencia eólica. El indicador pasa de 0,03 en el año 2000 a 0,23 en el 2019.

El indicador *Reservas comprobadas per cápita de petróleo y gas natural* (ver gráfico 4.2.1) disminuye de forma abrupta hasta 2005 (de 1 a 0,54), producto de la caída de las reservas de ambas fuentes. Luego sigue cayendo a un ritmo menor, hasta el mínimo (0,26) en 2017, principalmente debido al gas natural. Los últimos años del periodo vuelve a crecer por la leve recuperación de las reservas de petróleo y gas natural, ubicándose en 0,38.

El indicador *Margen de Reserva Eléctrico* (ver gráfico 4.2.1) tiene su máximo (0,94) en el año 2002, cuando la potencia máxima demandada es la mínima del periodo. Luego comienza a disminuir, hasta llegar a cero en 2005, valor que se mantiene hasta 2017. Durante estos años, el crecimiento de la potencia máxima no fue acompañado por el crecimiento de la potencia disponible. Hacia el final del periodo el indicador aumenta, llegando en el 2019 a 0,44, debido al aumento de la potencia disponible (principalmente térmica y eólica) y al estancamiento de la potencia máxima demandada.

El indicador *HHI de fuentes en CNT* (ver gráfico 4.2.1) desciende al comienzo del periodo hasta llegar al mínimo de 0,08 en 2005 producto del aumento de la participación de las fuentes más consumidas (gas natural y distribuido, diesel y electricidad). Luego asciende, hasta llegar al máximo de 0,36 en 2017, debido a la disminución de la participación del gas natural y distribuido y el aumento de la electricidad y motonaftas.

El indicador *HHI de tecnología de generación eléctrica disponible* (ver gráfico 4.2.1) asciende desde el mínimo de 0,09 en el año 2000 hasta el máximo de 0,48 en 2019 producto de la disminución de la participación de la generación hidráulica (que al comienzo del periodo era mayor al 50%) y el aumento de la generación nuclear y renovables.

El indicador *Antigüedad de las centrales* (ver gráfico 4.2.2) baja todos los años (a excepción del 2008 por el ingreso de nueva potencia) hasta llegar al mínimo (cero) en 2015. Este descenso puede estar dado porque el ingreso de nueva potencia es pequeño o no es acompañado con el retiro de potencia antigua. A partir de allí comienza a aumentar debido al incremento más marcado de nueva potencia, sobre todo de generadores renovables, llegando en 2019 a 0,24.

El indicador *Eficiencia de las centrales eléctricas térmicas*, (ver gráfico 4.2.2) al comienzo del periodo desciende desde 0,66 hasta el mínimo de 0,27 en 2009. Esta caída se puede deber a la menor utilización de gas natural (y mayor de fuel oil y en menor medida de gasoil) y la mayor participación de la generación con unidades turbovapor. Luego

comienza a ascender y llega en el 2019 a 0,62. Este aumento se debe principalmente al menor uso de unidades turbovapor y mayor uso de ciclos combinados.

El indicador *Crecimiento anual de longitud total de las líneas eléctricas* (ver gráfico 4.2.2) tiene los mejores resultados (1,00) entre 2004 y 2006 debido a la incorporación de la región Patagonia al MEM y en 2007 – 2008 por el crecimiento de las líneas de alta tensión. Luego comienza a disminuir hasta el 2014, pero a partir de allí la caída es más brusca por el casi nulo crecimiento de las líneas entre 2015 y 2019, ubicándose estos años en cero.

El indicador *Crecimiento anual de la potencia total de transformadores* (ver gráfico 4.2.2) tiene muy buenos resultados desde el 2004 (producto de la incorporación de la región Patagonia al MEM) hasta el final del periodo. El crecimiento se produce tanto en la potencia de transformación de alta tensión, de reserva de alta tensión y de distribución troncal. El peor resultado (cero) se produce en 2002 debido al mínimo incremento de la potencia de transformadores entre 2002 y 2004.

El indicador *Desempeño operativo de las redes de transporte* (ver gráfico 4.2.2) asciende al comienzo del periodo pasando de 0,03 en 2000 a 0,52 en 2003, producto del mejor desempeño operativo tanto de las líneas de alta tensión como de distribución troncal. El resto del periodo tiene un comportamiento oscilante entre 0,40 y 0,60, debido al comportamiento que presenta el desempeño operativo de las líneas de distribución troncal. Al año 2019 se ubica en 0,56.

El indicador *SAIDI* (ver gráfico 4.2.2) se ubica alrededor de un promedio de 0,84 entre 2001 y 2004, pero luego comienza a disminuir rápidamente hasta llegar a cero en 2011, valor que mantiene hasta 2017, para luego recuperarse y quedar en 0,22 en 2019.

El indicador *SAIFI* (ver gráfico 4.2.2) tiene los mejores resultados entre 2003 y 2004 y luego presenta un comportamiento oscilante, pero con tendencia decreciente a lo largo del periodo. El valor máximo fue de 0,83 en 2004, y el mínimo de 0,08 en 2013. Finalmente, en 2019 se ubica en 0,40.

El indicador *Producción de gas per cápita* (ver gráfico 4.2.3), asciende al comienzo del periodo hasta ubicarse en el máximo de 0,51 en 2004. A partir de allí, desciende hasta llegar a cero en 2011, valor que se mantiene hasta el final del periodo. Esta caída se produce por la disminución de la producción de gas desde 2004, que pareciera revertirse a partir de 2015, pero sin llegar a superar el valor crítico por lo que continúa en cero hasta 2019.

El indicador *Capacidad de reserva de los gasoductos* (ver gráfico 4.2.3), asciende al comienzo del periodo hasta llegar a 1 en 2009, producto del aumento de la capacidad

nominal del gasoducto San Martín. En 2011, si bien la capacidad continúa creciendo, se produce un aumento del gas inyectado, por lo que el indicador disminuye bruscamente hasta 0,46. Luego vuelve a ascender por unos años, debido al leve aumento de la capacidad de los gasoductos Norte y Neuba II, pero a partir de 2015 cae hasta llegar a cero en 2017, valor que se mantiene hasta el final del periodo, debido al estancamiento en la capacidad nominal total.

El indicador *Población con acceso a gas por redes* (ver gráfico 4.2.3) aumenta levemente al comienzo del periodo hasta llegar al máximo de 0,28 en 2014 (año en que la población con acceso a gas por redes es el 65,9%) y luego disminuye ligeramente, debido al estancamiento en la extensión de las redes de gas.

El indicador *Diferencia entre la estructura de refinación y la de consumo*, (ver gráfico 4.2.3) tiene los mejores resultados al comienzo del periodo (incluso iguales a 1), pero comienza a disminuir a partir del 2005, llegando a cero en 2010, valor que se mantiene hasta el final del periodo. Esta caída se produce debido al aumento de los requerimientos de gasoil y naftas que no es acompañado por cambios en la estructura de refinación.

Analizando el conjunto de indicadores que componen esta dimensión, se observa que el índice de Disponibilidad mejora cuando hay un aumento de la productividad de la energía (por una mayor ocupación de la capacidad instalada en los sectores productivos, mayor eficiencia energética, etc.), cuando aumenta la potencia disponible de generación eléctrica (ya sea por el ingreso de nueva potencia o por el retiro de unidades más antiguas que tengan salidas de servicio por requerir mantenimiento) acompañando el crecimiento de la demanda, con el aumento de la generación renovable y nuclear, con el aumento de la generación térmica más eficiente, con el aumento de las líneas eléctricas y la potencia de los transformadores, con el mejor desempeño de las líneas de transporte y las líneas de distribución. También mejora con el aumento de las reservas de petróleo y gas y de la producción de gas, cuando la capacidad de transporte de los gasoductos acompaña el crecimiento de la demanda, con la extensión de la red de gas y con la adaptación de la estructura de refinación a la de consumo de derivados.

5.2 Asequibilidad

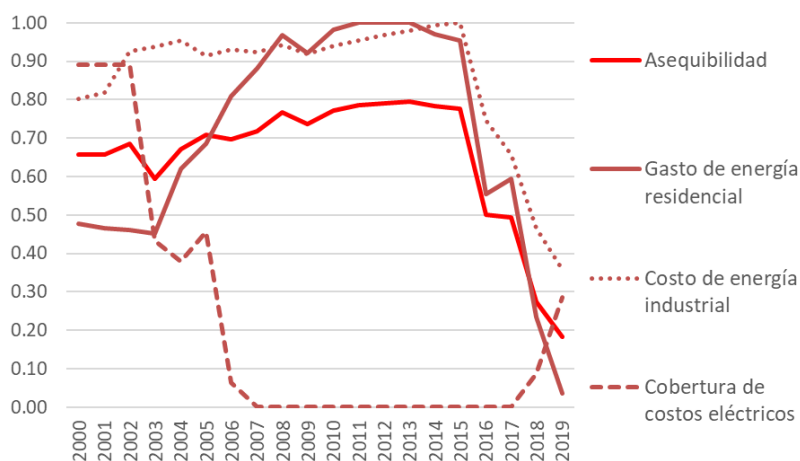
El índice de Asequibilidad crece desde el comienzo del periodo hasta el año 2011 (pasando de 0,66 a 0,79), a excepción del año 2003 cuando disminuye (hasta 0,59) debido a la brusca caída de la *Cobertura de costos eléctricos*. Este crecimiento ocurre a partir del aumento de los indicadores *Gasto de energía residencial* y *Costo de energía*

industrial, aunque suavizado por el descenso de *Cobertura de costos eléctricos*. En el 2011 se llega al mejor resultado, 0,79, el cual se mantiene hasta 2013. Este máximo coincide con los años en que el indicador *Gasto de energía residencial* tiene un valor de 1 y *Costo de energía industrial* muy cercano a 1. En el año 2016, se produce un descenso abrupto del índice de Asequibilidad (hasta 0,5) debido a los aumentos de tarifas que inciden en los indicadores *Gasto de energía residencial* y *Costo de energía industrial*. Lo mismo ocurre en 2018 y en 2019, año donde se llega al mínimo de 0,18.

Los años de los mejores resultados de los indicadores *Gasto de energía residencial* y *Costo de energía industrial* coinciden con los peores valores de *Cobertura de costos eléctricos*. Los máximos de *Gasto de energía residencial* y *Costo de energía industrial* se dieron durante los años en que las tarifas se mantuvieron constantes o aumentaron por debajo del salario e inflación, por lo tanto, son los años en que el monómico estacional aumentó muy por debajo del monómico total, resultando en una disminución de la *Cobertura de los costos eléctricos*.

Se observa que el índice de Asequibilidad mejora cuando las tarifas de electricidad y gas no suben por encima de los salarios y la inflación y cuando el costo monómico total no aumenta más que el estacional. Una forma de que el costo monómico no suba tanto es disminuyendo la generación con combustibles alternativos como fuel oil y gasoil que son más caros.

Gráfico 5.2.1 Índice e indicadores de Asequibilidad



Fuente: elaboración propia

5.3 Ambiental

El índice Ambiental se ubica siempre por debajo de 0,5 y tiene una tendencia decreciente durante casi todo el periodo, hasta 2016 cuando pareciera revertirse,

producto del cambio de tendencia de todos los indicadores. El mejor resultado (de 0,51), se obtiene en el año 2002, año en que los 4 indicadores llegan a su máximo. El peor resultado (0,19) se da en el 2012, coincidente con el mínimo del indicador *Alcance de los recursos naturales* y el resto de los indicadores muy cercanos a sus mínimos.

El indicador *Grado de carbonización* disminuye entre 2002 y 2015 (de 0,25 a 0), fundamentalmente por la mayor generación eléctrica con gasoil y fuel oil, y el aumento entre 2016 y 2019 (de 0,02 a 0,16) se da por la menor generación con estas fuentes y la mayor generación renovable. Las emisiones del sector transporte, mayor responsable de las emisiones totales, por un lado, disminuyen por el mayor uso de biocombustibles, pero por otro lado aumentan debido al desplazamiento del gas, no modificando el indicador.

El indicador *Renovables y nuclear en generación de electricidad*, cae entre 2002 y 2012 (de 0,5 a 0,09) por la menor generación hidráulica y nuclear. El incremento entre 2016 y 2019 (de 0,08 a 0,18) se debe en parte por un aumento de la generación hidráulica y nuclear, pero fundamentalmente por el ascenso de la generación solar y eólica.

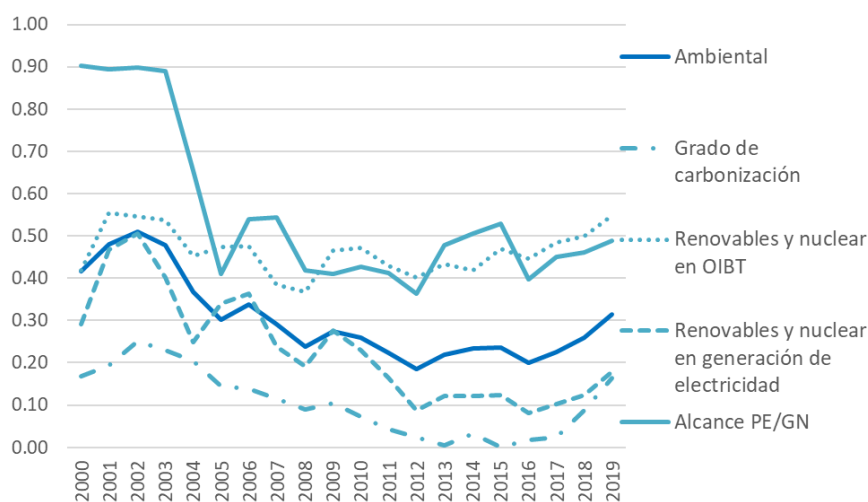
El indicador *Renovables y nuclear en OIBT* también tiene una caída desde 2002, pero hasta 2008 (de 0,55 a 0,37), y se produce en la primera parte por la disminución de la energía hidráulica y luego por la caída de la energía nuclear. En estos años de caída, aumenta primero el aporte del gas natural y luego del petróleo y derivados. A partir de 2012, pero más marcado desde 2016, pareciera revertirse la tendencia decreciente por el aumento de la energía solar y eólica. En estos últimos años también aumenta la participación del gas natural, pero disminuyen petróleo y derivados. Al año 2019, se ubica en 0,55.

El indicador *Alcance de los recursos naturales*, disminuye abruptamente en 2004 y 2005 (de 0,89 a 0,41), producto de la caída, fundamentalmente, de las reservas de gas natural (aunque también disminuyen las de petróleo). El resto de los años oscila entre los mismos valores, debido a un aumento del alcance de petróleo (por la disminución de su producción) y la continuidad en la caída de las reservas de gas natural. A partir de 2016 comienza a aumentar levemente (desde 0,40 a 0,49), debido en gran medida por el aumento de las reservas de petróleo y en menor medida por una leve recuperación de las reservas de gas natural.

En definitiva, el índice Ambiental mejora cuando aumenta la generación nuclear y renovable (ya que aumentan los indicadores *Renovables y nuclear en OIBT*, *Renovables y nuclear en generación de electricidad* y *Grado de carbonización*), cuando disminuyen los usos de combustibles fósiles (ya que aumentan los indicadores *Renovables y nuclear en OIBT*, *Grado de carbonización* y *Alcance de los recursos naturales*) y cuando aumentan

las reservas de gas natural y petróleo (ya que aumenta el indicador *Alcance de los recursos naturales*).

Gráfico 5.3.1 Índice e indicadores de Ambiental



Fuente: elaboración propia

5.4 Soberanía

El índice de Soberanía se encuentra todo el periodo en un rango entre 0,42 y 0,25. Alcanza su máximo de 0,42 en 2003, coincidente con la mínima relación *Importaciones/OIBT*. A partir de allí comienza a descender hasta llegar al mínimo de 0,25 en 2013. Esta disminución está dada por la caída del indicador *Importaciones/OIBT*. En el 2013 empieza una leve recuperación, dada por los indicadores *Importaciones/OIBT* y *Participación estatal en petróleo y derivados*.

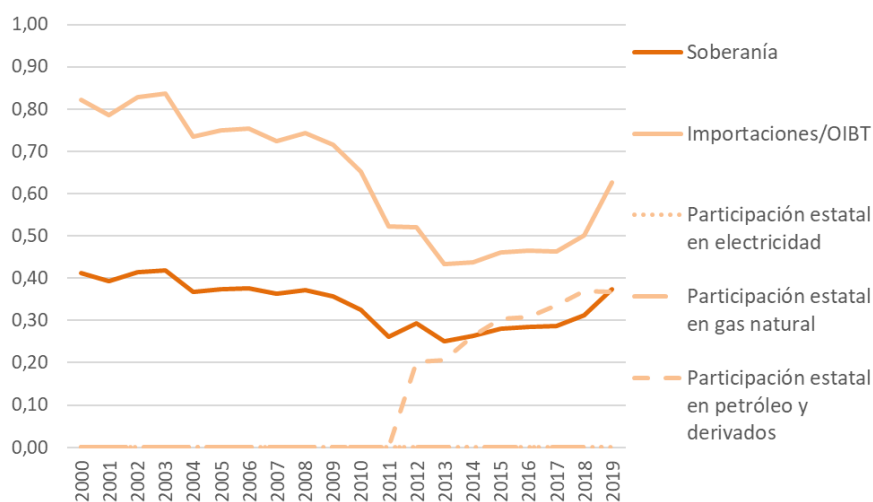
Los indicadores *Participación estatal en gas natural* y *Participación estatal en electricidad* se mantienen todo el periodo en valores nulos ya que sus participaciones nunca llegan al 40%. En el caso de *Participación estatal en petróleo y derivados*, hasta 2011 también es nulo, pero luego comienza a ascender debido a la participación de YPF ya reestatizada.

El indicador *Importaciones/OIBT* decrece desde el comienzo del periodo (desde 0,82) hasta llegar al mínimo (0,43) en 2013. Esta caída se debe fundamentalmente por el aumento de la importación de gas natural, que llega a ser máxima en 2014. Luego del mínimo se empieza a revertir levemente la tendencia, producto de la menor importación de gas natural. A partir de 2017 el aumento es más marcado debido no solo a la caída en la importación de gas natural, sino también de petróleo y sus derivados. La caída de

las importaciones se debe principalmente a la recesión económica y a las temperaturas más benignas en 2019.

Se observa que el índice Soberanía mejora cuando aumenta la participación estatal en las cadenas de las fuentes principales y cuando disminuye la importación de energía.

Gráfico 5.4.1 Índice e indicadores de Soberanía



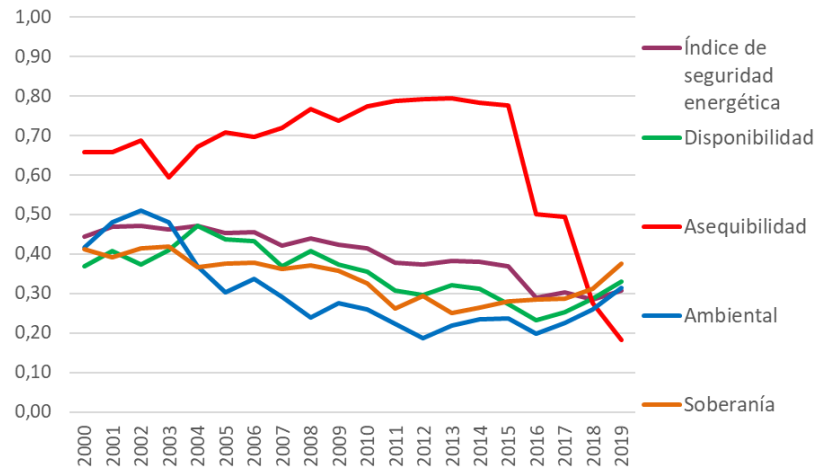
Fuente: elaboración propia

5.5 Índice de Seguridad Energética

Se observa que el Índice de Seguridad Energética tiene una tendencia general decreciente en todo el periodo, ubicándose siempre por debajo de 0,5 (comenzando el periodo en 0,44 y finalizando en 0,31). Hasta el año 2015 sigue la forma de las dimensiones Disponibilidad, Ambiental y Soberanía, pero ubicándose por encima de éstas debido a los valores más elevados de Asequibilidad. En el 2016 se produce una caída más marcada (pasando de 0,37 a 0,29), dada principalmente por el brusco descenso de Asequibilidad, pero también por las disminuciones de Disponibilidad y Ambiental. A partir de ese año se mantiene relativamente constante, alrededor de 0,30, compensándose los aumentos de Disponibilidad, Ambiental y Soberanía con la continua caída de Asequibilidad.

El mejor resultado es 0,47 en los años 2001, 2002 y 2004. El 2002 coincide con el mejor año de Ambiental y el 2004 con el de Disponibilidad, mientras que en el 2001 los valores son cercanos a estos máximos. El peor resultado es de 0,28 en 2018, año en que las 4 dimensiones rondan este valor.

Gráfico 5.5.1 Índice de Seguridad Energética



Fuente: elaboración propia

6. Conclusiones

A lo largo de esta investigación surgen diversas conclusiones, por un lado, metodológicas sobre la construcción del Índice de Seguridad Energética y, por otro, de resultados de la evolución del Índice en el periodo 2000 – 2019.

6.1 Conclusiones metodológicas

1. En primer lugar, para construir un Índice de Seguridad Energética, es necesario definir qué se entiende por seguridad energética. Como se pudo ver en la revisión bibliográfica realizada, existen distintas concepciones y cada autor y/o institución/organismo desarrolla su propia definición. A su vez, en esta definición se escogen distintas dimensiones desde las que se analizará la seguridad energética. Esta elección es subjetiva según qué aspectos se consideran de relevancia y cuáles se quieren incluir en el análisis.
2. Tanto la definición como las dimensiones adoptadas pueden utilizarse en diversos países. Sin embargo, la elección de los indicadores dependerá de las características del sistema energético que se esté analizando. En esta investigación, se realizó un diagnóstico del sistema energético argentino en el periodo de análisis, y a partir de éste se definieron los indicadores a utilizar. De este modo se incluyeron sólo las fuentes de energía relevantes en Argentina y se tuvieron en cuenta características propias del sistema energético argentino. De este modo, si en el futuro hubiera cambios importantes en la estructura energética, se debería revisar el conjunto de indicadores elegidos y adaptarlos a la nueva situación. Se podría dar que algún indicador ya no sea de relevancia, que sea necesario incorporar nuevos indicadores y/o que haya que modificar su construcción.
3. Por otro lado, puede ocurrir que ciertos indicadores que se consideren de relevancia no se puedan construir debido a la falta de información. Aquí surge la importancia de contar con un sistema de información energética robusto y centralizado. Durante la presente investigación se han encontrado muchos problemas de información: falta de continuidad en series históricas, inconsistencias en la información, información inexistente, etc. En algunos casos, los indicadores elegidos no se pudieron construir y en otros fue necesario un gran procesamiento de la información disponible para obtener los indicadores deseados.
4. Finalmente, una vez diseñados los indicadores y contruidos para cada año del periodo en estudio, es necesario normalizarlos para poder sumar indicadores con distintas unidades. En este estudio se optó por la adopción de un valor crítico

y óptimo de cada indicador para realizar la normalización. Estos valores deberían ser metas de la política energética: por debajo de qué valor no es deseable llegar y cuál es el valor que se pretende alcanzar en cada uno de los indicadores elegidos. Si bien en esta investigación se adoptaron valores que se consideran razonables, se entiende que su determinación tiene que ser producto de un estudio específico teniendo en cuenta el punto de partida, el contexto y los instrumentos disponibles de política energética. Esto debería ser tarea de los hacedores de la política energética y, en consecuencia, si el rumbo de la política se modifica, se deberían revisar las metas establecidas. Lo mismo si se producen cambios considerables en el sistema energético.

5. Puede asociarse cada indicador componente del Índice de Seguridad Energética a los objetivos específicos de la política energética. Por ejemplo: alta productividad energética, suficiente potencia disponible de generación eléctrica, energía asequible para los hogares, baja incidencia de las importaciones en la oferta interna, etc. A su vez, los valores adoptados por cada indicador muestran el grado de cumplimiento de las metas de la política. En consecuencia, el Índice y sus componentes se convierten en un elemento importante a incluir en la prospectiva energética y es una herramienta indispensable para el monitoreo y evaluación del diseño y la implementación de la política energética.

6.2 Seguridad Energética en Argentina entre 2000 – 2019

6. La seguridad energética en Argentina empeoró durante todo el periodo 2000 – 2019, registrándose los mejores resultados al inicio del mismo y el peor hacia el final. Durante todo el periodo se ubica por debajo de 0,5. Las dimensiones Disponibilidad, Ambiental y Soberanía aportan a esta caída durante casi todo el periodo, ubicándose también siempre por debajo de 0,5. Soberanía comienza a mejorar levemente a partir de 2014 y Disponibilidad y Ambiental lo hacen a partir de 2016. La única dimensión que tiene un comportamiento distinto es Asequibilidad, que presenta una tendencia ascendente hasta el 2013 y luego cae abruptamente desde el 2016.
7. Se puede ver que hay mucho espacio para la mejora, ya que en 2019 el valor del Índice de Seguridad Energética fue de 0,31. Esta mejora debería ocurrir en todas las dimensiones, ya que todas se ubican por debajo de 0,4.
8. Se puede concluir que, a partir de la construcción de un índice y sus indicadores, especialmente diseñados para el sistema energético argentino, se puede evaluar el estado y evolución de la seguridad energética en su conjunto. El análisis del Índice de Seguridad Energética permite tener un panorama general, mientras

que el análisis de los índices de cada dimensión admite un estudio más detallado. Cabe aclarar que si bien, en el caso de algunos indicadores, sería deseable hacer un análisis más local dadas sus características, este índice está elaborado a nivel nacional y por lo tanto es un promedio del país.

Anexo A - Evolución del sistema energético argentino 2000 – 2019

Introducción

En el presente anexo se analizará la evolución del sistema energético argentino en el periodo 2000 – 2019 para comprender cómo está compuesto, su funcionamiento y cuáles fueron sus principales modificaciones en este periodo. Esto servirá para elegir los indicadores de seguridad energética que sean de relevancia para el sistema argentino.

Se estudiará primero la estructura energética en su conjunto y luego se analizarán las principales fuentes por separado. Se buscará detectar los problemas primordiales que puedan poner en riesgo la seguridad energética del país.

A.1 Análisis de la estructura del sistema a partir de los balances energéticos

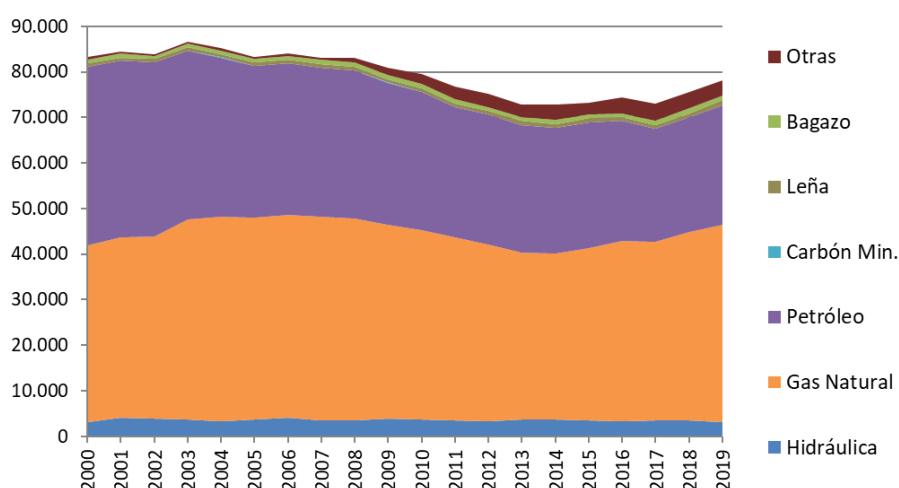
Argentina cuenta con diversos recursos energéticos tanto no renovables como renovables. A partir de la extracción y la actividad en diversos centros de transformación se produce la energía primaria y secundaria, la cual sumada a las importaciones y variaciones de existencias y restada las exportaciones, componen la oferta interna del país. A continuación, se analizan los principales conceptos del Balance Energético Nacional para conocer la estructura del sistema energético argentino y su evolución en el periodo.

Producción de energía primaria

En el siguiente gráfico se observa la evolución de la producción de energía primaria entre los años 2000 y 2019. Al comienzo del periodo fue de 83.228 ktep y en casi todos los años subsiguientes se encontró por debajo de este valor, alcanzando el mínimo en 2013-2014 (72.744 ktep) y llegando en 2019 a 78.240 ktep. La misma está compuesta mayormente por gas natural y petróleo, además de menores contribuciones de energía hidráulica, bagazo, carbón mineral, leña y otras¹⁹.

¹⁹ Incluyen aceites vegetales, alcoholes vegetales, eólica, solar, biogás, girasol, soja, tung, aserrín, licor negro, gas residual, gas de cola y gas ácido.

Gráfico A.1.1 - Producción de energía primaria (ktep)

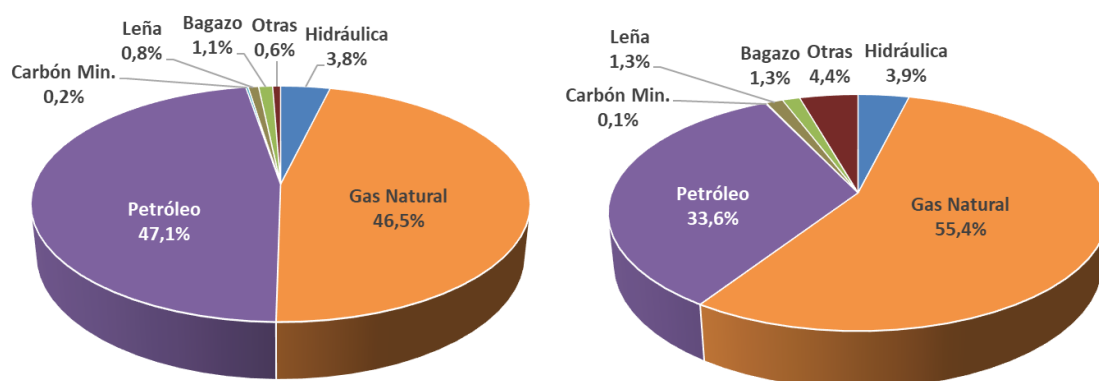


Fuente: elaboración propia a partir de serie de Balance Energético Nacional (BEN) de la Secretaría de Energía

Puede verse en el gráfico precedente que hubo una significativa caída de la producción total primaria entre 2003 y 2013, que fue de -16%. Las caídas en la producción de petróleo fueron de -25% y las de gas natural de -16%. En esos años Argentina tuvo una fuerte recuperación económica, con el consecuente aumento de la oferta interna de energía primaria. La caída de la producción primaria fue más que compensada, como se verá más adelante, con el aumento de las importaciones de gas natural y distribuido y con la reducción de las exportaciones de crudo.

Si se analiza la estructura en el año 2000 y 2019, se puede ver que ha habido un cambio significativo. La participación del gas natural aumenta (de 45,5% a 55,4%) en detrimento del petróleo, el cual pasa de 46,1% a 33,6%. La energía hidráulica aumenta muy poco su participación, pasando de 3,7% a 3,9%. Otras aumentan su participación pasando de 0,6% a 4,4%, principalmente por el aumento de los aceites vegetales y en menor medida alcoholes vegetales y eólica. Es de destacar que alrededor del 90% de la producción es de origen fósil durante todo el periodo.

Gráfico A.1.2 - Producción de energía primaria Año 2000 y 2019

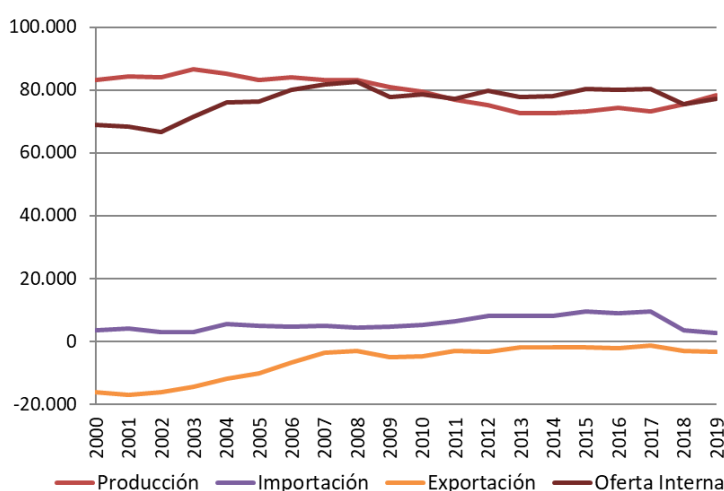


Fuente: elaboración propia a partir de serie de BEN de la Secretaría de Energía

Balance de energía primaria

En el siguiente gráfico se observa la evolución del balance de energía primaria entre 2000 y 2019. Se puede ver que el aporte de las importaciones es pequeño con respecto a la producción, aunque se observa un aumento a partir del año 2009, impulsadas principalmente por las importaciones de gas natural. En relación a las exportaciones, al comienzo del periodo significaban alrededor del 20% de la producción, pero disminuyen mucho su valor durante toda la etapa analizada.

Gráfico A.1.3 - Balance de energía primaria (ktep)



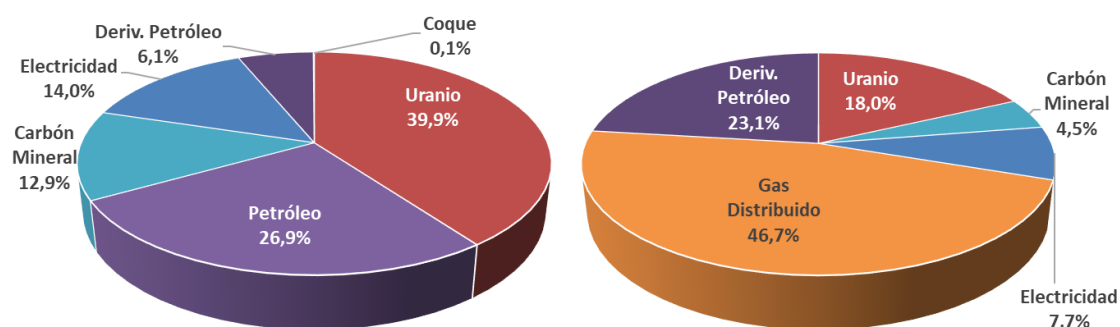
Fuente: elaboración propia a partir de serie de BEN de la Secretaría de Energía

Importaciones y exportaciones

La importación total de energía, primaria más secundaria, tiene un aumento durante el periodo pasando de 4.449 ktep en el año 2000 a 12.206 ktep en el año 2019, registrando un máximo de 18.920 ktep en el año 2013. Al comienzo del periodo estaba compuesta principalmente por uranio y petróleo y sus derivados. Hacia el año 2019, la estructura de importaciones cambia radicalmente, siendo el gas distribuido la principal fuente,

seguido por los derivados de petróleo y desaparecen las importaciones de petróleo crudo.

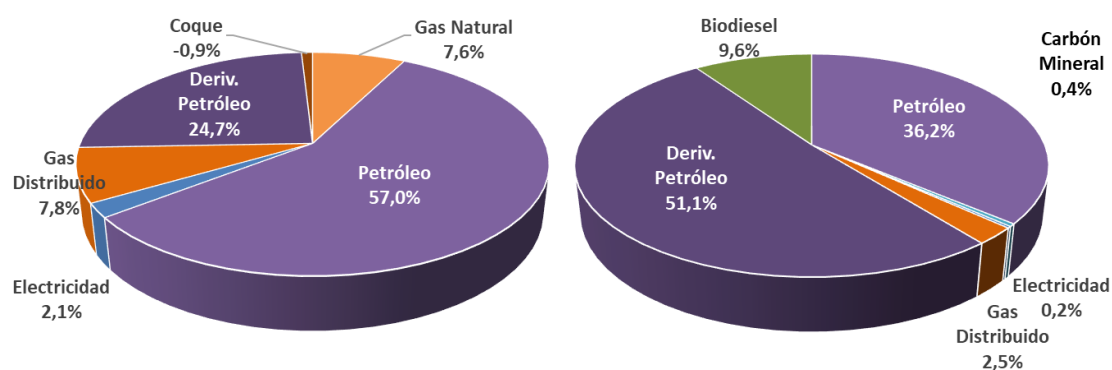
Gráfico A.1.4 - Importación de energía Año 2000 y 2019



Fuente: elaboración propia a partir de serie de BEN de la Secretaría de Energía

La exportación total de energía disminuye durante todo el periodo pasando de 24.771 ktep en el año 2000 a 9.363 ktep en el 2019. Hacia el comienzo estaba compuesta fundamentalmente por petróleo y derivados de petróleo, además de gas distribuido y gas natural. Hacia el año 2019 esto se modifica, pasando a ser los derivados de petróleo la fuente más exportada, seguida por el petróleo. Las exportaciones de gas natural desaparecen y las de gas distribuido disminuyen su participación.

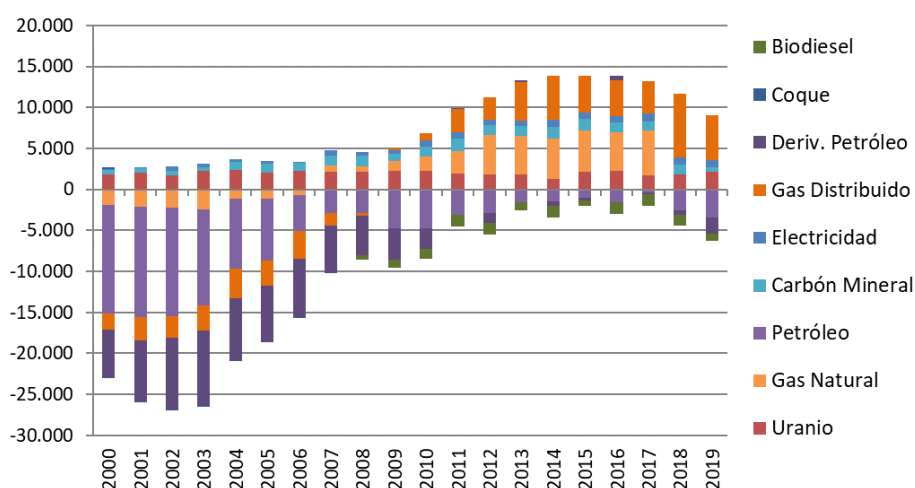
Gráfico A.1.5 - Exportación de energía Año 2000 y 2019



Fuente: elaboración propia a partir de serie de BEN de la Secretaría de Energía

En el siguiente gráfico se puede observar como el perfil exportador energético del comienzo del periodo, se va transformando hacia un perfil importador a partir de 2010-2011.

Gráfico A.1.6 - Importación (+) y exportación (-) de energía primaria y secundaria (ktep)



Fuente: elaboración propia a partir de serie de BEN de la Secretaría de Energía

En el siguiente cuadro se presenta, para las distintas fuentes, la relación entre las importaciones o exportaciones y su oferta interna, es decir qué porcentaje de ésta representan. En el caso de la energía nuclear, durante todo el periodo la totalidad de la oferta es importada, similar al caso del carbón mineral, en el que las importaciones representan un gran porcentaje de su oferta. Dos fuentes a prestar atención son el gas natural y distribuido y el gasoil: a comienzo del periodo tenían saldos exportables y a partir del 2008 y 2005 respectivamente se empiezan a importar. La proporción de importaciones comienza a aumentar hasta un máximo del 24% y 29% respectivamente y en los últimos años disminuye. Algo similar ocurre con las motonaftas, que al comienzo del periodo se exportan y a partir del 2010, pasan a importarse. El resto de las fuentes presentan saldos exportables y, en algunos casos y algunos años, las exportaciones son un elevado porcentaje de la oferta interna, como puede verse a continuación.

Cuadro A.1.1 - Importaciones netas vs. Oferta Interna

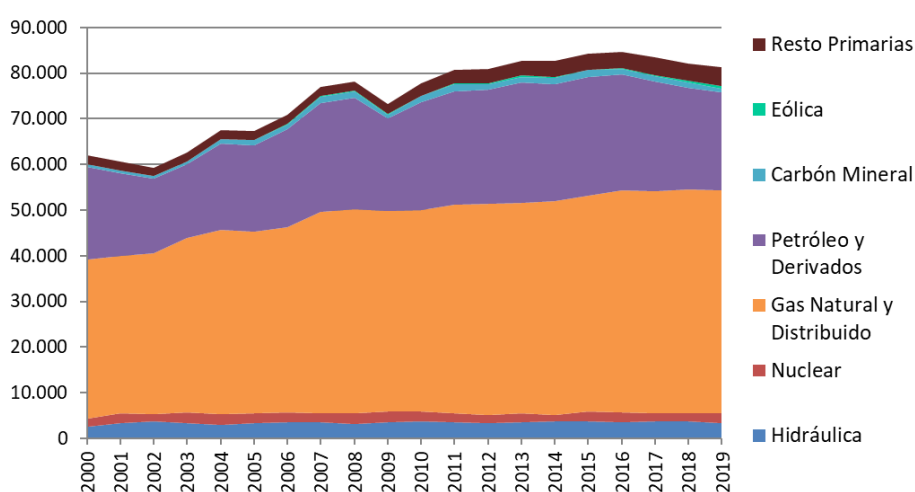
Fuente	Año	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Energía Nuclear	Of. Int. (A)	1.775	2.030	1.716	2.213	2.379	2.089	2.217	2.142	2.189	2.282	2.283	1.910	1.854	1.850	1.280	2.204	2.224	1.745	1.850	2.200
	Im. - Ex. (B)	1.775	2.030	1.716	2.213	2.379	2.089	2.217	2.142	2.189	2.282	2.283	1.910	1.854	1.850	1.280	2.204	2.224	1.745	1.850	2.200
	B/A	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Gas Nat. y Distr.	Of. Int. (A)	31.825	30.394	30.411	33.376	36.564	37.079	38.236	40.148	41.378	40.095	40.119	41.490	42.646	43.189	43.701	44.302	44.717	45.121	45.601	44.207
	Im. - Ex. (B)	-3.883	-4.972	-4.889	-5.639	-4.669	-4.274	-4.025	-759	311	1.295	2.588	5.504	7.447	9.395	10.326	9.487	9.093	9.453	7.786	5.467
	B/A	-12%	-16%	-16%	-17%	-13%	-12%	-11%	-2%	1%	3%	6%	13%	17%	22%	24%	21%	20%	21%	17%	12%
Petróleo	Of. Int. (A)	26.208	25.291	24.273	25.160	25.987	25.912	27.450	29.196	28.564	26.002	26.461	25.678	26.444	26.328	26.316	26.786	25.591	25.043	23.434	23.711
	Im. - Ex. (B)	-13.174	-13.421	-13.218	-11.615	-8.586	-7.511	-4.441	-2.898	-2.839	-4.705	-4.727	-3.074	-2.882	-1.568	-1.410	-1.041	-1.542	-364	-2.510	-3.389
	B/A	-50%	-53%	-54%	-46%	-33%	-29%	-16%	-10%	-10%	-18%	-18%	-12%	-11%	-6%	-5%	-4%	-6%	-1%	-11%	-14%
Carbón Mineral	Of. Int. (A)	776	647	556	675	1.010	1.018	955	1.235	1.506	827	1.158	1.257	1.175	1.285	1.366	1.360	1.048	1.077	1.179	699
	Im. - Ex. (B)	575	572	595	499	1.003	1.068	979	1.246	1.296	852	1.226	1.518	1.238	1.177	1.447	1.423	1.147	1.087	1.199	510
	B/A	74%	88%	107%	74%	99%	105%	103%	101%	86%	103%	106%	121%	105%	92%	106%	105%	109%	101%	102%	73%
Gas Licuado	Of. Int. (A)	1.650	1.566	1.411	1.545	1.710	1.645	1.671	1.686	1.621	1.454	2.330	1.840	1.963	2.008	1.916	1.901	1.927	1.816	1.713	1.692
	Im. - Ex. (B)	-147	-719	-1.434	-1.712	-1.360	-1.195	-1.909	-1.635	-1.719	-1.693	-1.434	-1.417	-1.011	-893	-961	-940	-967	-980	-1.246	-1.346
	B/A	-9%	-46%	-102%	-111%	-80%	-73%	-114%	-97%	-106%	-116%	-62%	-77%	-51%	-44%	-50%	-49%	-50%	-54%	-73%	-80%
Moto-naftas	Of. Int. (A)	3.579	3.261	2.745	2.419	2.456	2.288	2.880	3.450	4.382	4.055	4.712	5.231	5.577	5.959	5.793	6.299	6.457	7.022	6.387	6.176
	Im. - Ex. (B)	-1.951	-2.021	-2.239	-2.311	-2.028	-2.209	-1.509	-1.035	-13	-60	92	106	40	274	337	11	185	312	463	391
	B/A	-55%	-62%	-82%	-96%	-83%	-97%	-52%	-30%	0%	-1%	2%	2%	1%	5%	6%	0%	3%	4%	7%	6%
Gasoil	Of. Int. (A)	8.251	9.145	8.534	8.938	9.591	10.317	10.983	12.439	12.370	11.268	12.821	13.421	12.510	13.743	12.573	13.317	13.369	12.896	11.097	10.598
	Im. - Ex. (B)	-1.189	-1.351	-1.143	-1.174	-750	264	230	1.362	1.602	1.449	2.452	3.533	2.417	3.980	2.974	3.237	3.528	2.951	2.553	1.867
	B/A	-14%	-15%	-13%	-13%	-8%	3%	2%	11%	13%	13%	19%	26%	19%	29%	24%	24%	26%	23%	23%	18%
Fuel Oil	Of. Int. (A)	1.559	969	733	946	1.685	1.711	2.236	2.854	3.060	2.205	2.693	3.275	3.577	2.954	3.461	3.725	3.258	1.796	1.135	1.130
	Im. - Ex. (B)	-635	-1.051	-1.193	-1.231	-585	-959	-1.072	-1.320	-1.570	-775	-903	237	-403	-1.190	-1.025	-825	-640	-1.036	-920	-1.215
	B/A	-41%	-108%	-163%	-130%	-35%	-56%	-48%	-46%	-51%	-35%	-34%	7%	-11%	-40%	-30%	-22%	-20%	-58%	-81%	-108%
Biodiesel	Of. Int. (A)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	453	666	779	789	863	903	922	1.044	979	1.012
	Im. - Ex. (B)	0	0	0	0	0	0	0	0	-605	-1.017	-1.195	-1.468	-1.373	-1.023	-1.426	-702	-1.447	-1.469	-1.247	-903
	B/A											-264%	-220%	-176%	-130%	-165%	-78%	-157%	-141%	-127%	-89%

Fuente: elaboración propia a partir de serie de BEN de la Secretaría de Energía

Oferta interna bruta total (OIBT)

Se presenta la evolución de la oferta interna bruta total²⁰ entre el año 2000 y 2019, agrupada por el tipo de fuentes, la cual representa la energía disponible en el sistema (producción más importaciones, más variación de existencias, menos exportaciones). La misma pasó de 62.110 ktep en 2000 a 81.251 ktep en 2019. Se observa una tendencia creciente, a excepción de años de crisis económica (2001-2002; 2009; y 2017-2019). Está principalmente compuesta por gas natural y gas distribuido, petróleo y derivados y en menor medida energía hidráulica, además de pequeñas participaciones de energía nuclear, carbón mineral, eólica y resto primarias²¹.

Gráfico A.1.7 - Oferta interna bruta total (ktep)



Fuente: elaboración propia a partir de serie de BEN de la Secretaría de Energía

La estructura entre el año 2000 y 2019 no se ha modificado sustancialmente. La contribución de energía fósil es muy elevada en todo el periodo, promediando un 88,9%, compuesta en un 58% por gas natural y gas distribuido, 29,5% por petróleo y derivados y un pequeño porcentaje de carbón mineral. El resto de las fuentes tiene una participación pequeña en todo el periodo.

Generación de electricidad

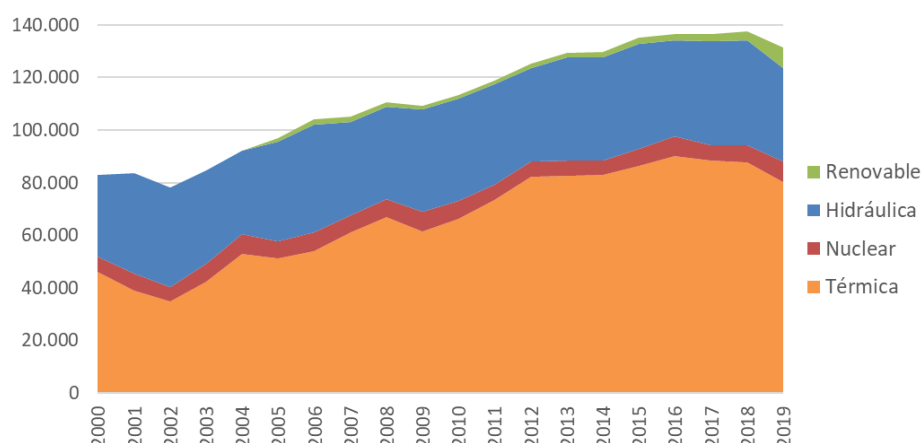
²⁰ La misma se calcula como la oferta interna bruta primaria más la oferta interna bruta secundaria menos la producción de energía secundaria.

²¹ Compuesto por leña, bagazo, aceites vegetales, alcoholes vegetales, solar, biogás, girasol, soja, tung, aserrín, licor negro, gas residual, gas de cola y gas ácido.

La generación de electricidad pasó de 83.085 GWh en 2000 a 131.247 GWh en 2019²². Se observa un crecimiento en todo el periodo a excepción de los años 2002, 2009 y 2019. En el periodo 2002-2018, la generación aumentó a una tasa del 3,6% anual.

El origen de la electricidad generada es principalmente térmico e hidráulico y en menor medida nuclear. En los últimos años se registra también generación eólica y solar.

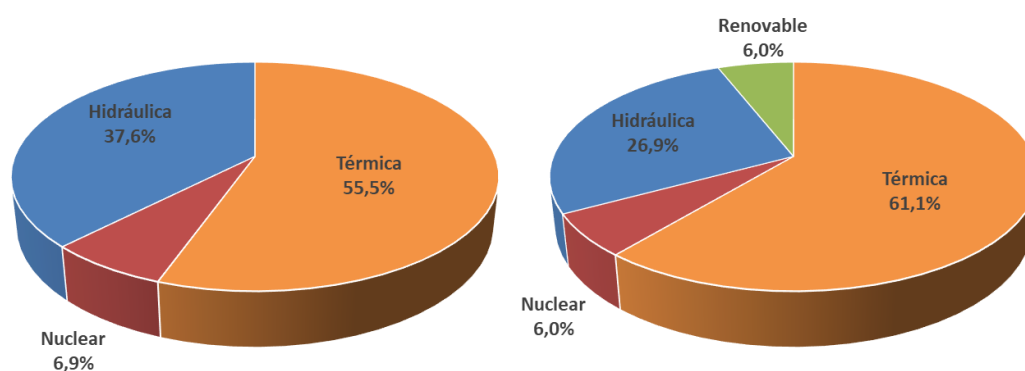
Gráfico A.1.8 - Generación de electricidad (GWh)



Fuente: elaboración propia a partir de Informes Anuales de Cammesa

La contribución de la generación térmica aumenta entre el año 2000 y 2019 de 55,5% a 61,1%, en detrimento de la energía hidráulica, la cual disminuye de 37,6% a 26,9% y la energía nuclear que pasa de 6,9% a 6,0%. En el año 2019 la generación renovable²³ aportó un 6,0%.

Gráfico A.1.9 - Generación de electricidad Año 2000 y 2019



Fuente: elaboración propia a partir de Informes Anuales de Cammesa

²² Comparado con los valores del BEN, la generación de Cammesa incluye la totalidad de la generación del servicio público y el 26% y 47% de la autoproducción en 2000 y 2019 respectivamente.

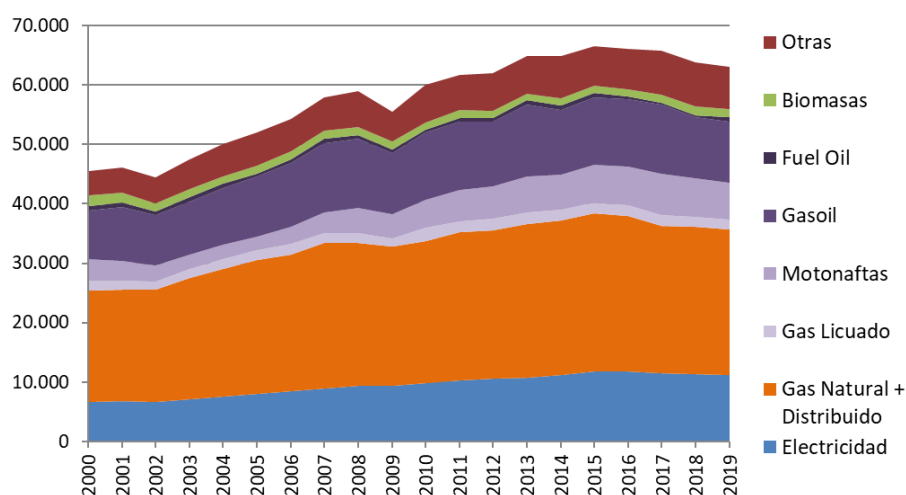
²³ Eólica, solar, hidráulica renovable, biomasa y biogás.

Consumo neto por fuentes

El consumo neto total (CNT) pasó de 45.476 ktep en 2000 a 63.111 ktep en 2019. Hasta el año 2014 el mismo crece durante todo el periodo a excepción de los años 2002 y 2009, coincidente con los años de crisis económicas nacional e internacional respectivamente. A partir del 2015, el consumo neto desciende todos los años. En todo el periodo 2000-2019 el CNT creció a una tasa del 1,7% anual, y en el subperiodo 2002-2015 lo hizo al 3,2%.

Las fuentes que lo componen son principalmente gas natural y gas distribuido, que a lo largo de todo el periodo tienen una participación conjunta promedio de 41,0%. Le siguen gasoil, electricidad y motonaftas. También se registran contribuciones menores de biomásas, gas licuado y fuel oil y un conjunto de fuentes agrupadas en otras.²⁴

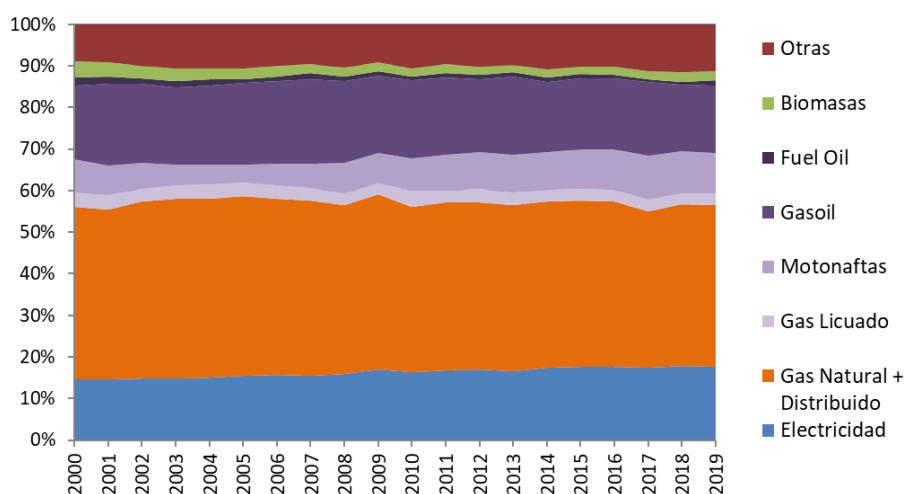
Gráfico A.1.10 - Consumo neto por fuentes (ktep)



Fuente: elaboración propia a partir de serie de BEN de la Secretaría de Energía

²⁴ Compuesto por petróleo, carbón mineral, eólica, gas de refinería, otras naftas, kerosene y aerokerosene, carbón residual, no energético, gas de coquería, gas de alto horno, bioetanol y biodiesel.

Gráfico A.1.11 - Consumo neto por fuentes (%)



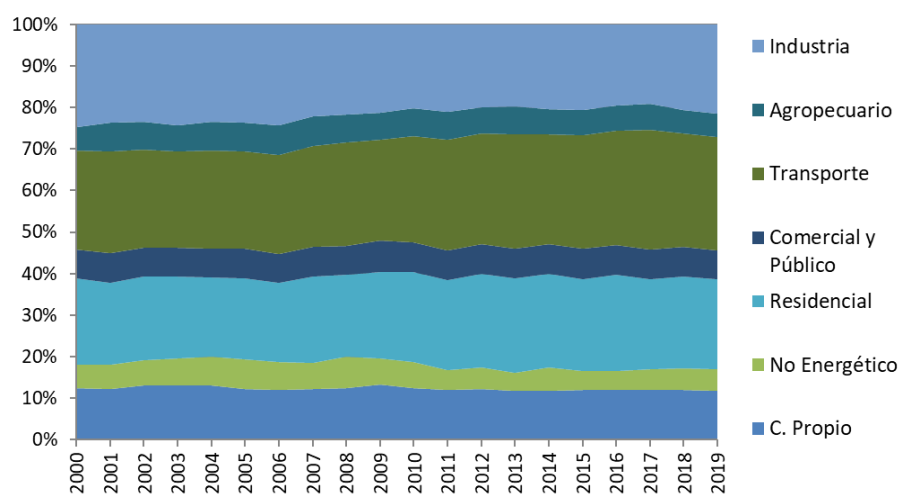
Fuente: elaboración propia a partir de serie de BEN de la Secretaría de Energía

La estructura de consumo se mantiene relativamente constante a lo largo del periodo. Se observa un leve descenso de la participación del gas natural y distribuido, gasoil, gas licuado, fuel oil y biomosas. Por el contrario, la electricidad aumenta un poco su participación, pasando a ser la segunda fuente más consumida. También aumentan su participación las motonaftas y el conjunto de otras. Esto se debe, fundamentalmente al aumento del consumo de bioetanol y biodiesel.

Consumo neto por sectores

El consumo neto de energía se distribuye, según la desagregación del BEN, entre siete sectores: industria, transporte, residencial, comercial y público, agropecuario, no energético y consumo propio. Industria, transporte y residencial representan casi el 70% del consumo durante todo el periodo.

Gráfico A.1.12 - Consumo neto por sectores (%)



Fuente: elaboración propia a partir de serie de BEN de la Secretaría de Energía

En el año 2000, el sector más consumidor fue industria, seguido de transporte y residencial. En el año 2019 esto se modifica, pasando a ser el sector con mayor consumo el transporte, seguido por residencial y luego por industria. Este aumento de la participación del transporte en el CNT se debe principalmente a la expansión del transporte carretero, que representa más del 90% del consumo sectorial frente a los modos aéreo, ferroviario y fluvial/marítimo.

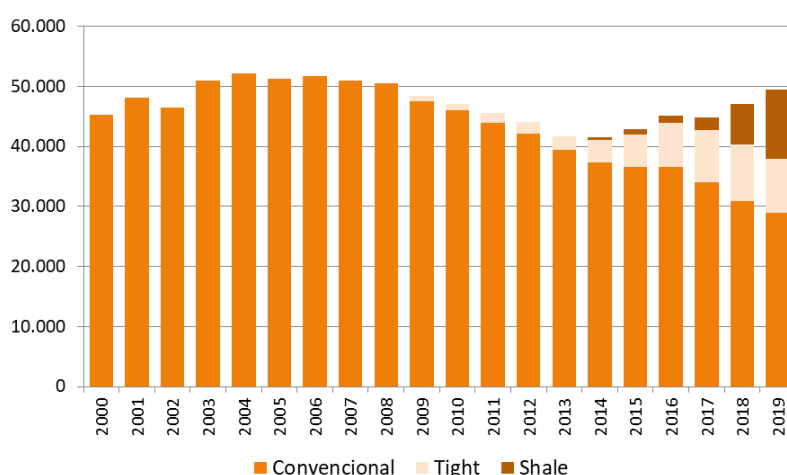
Las participaciones de los otros sectores no se modifican en gran medida.

A.2 Gas Natural y Distribuido

La producción de gas natural aumenta al comienzo del periodo hasta el año 2004 a una tasa del 3,8% anual; y a partir de ese año comienza a disminuir hasta 2014 al -2,0% anual. La producción de 2014 es un 19% inferior a la de 2004.

En el año 2008 comienza a registrarse una pequeña producción de tight gas y a partir del 2014 de shale gas. Es en este momento cuando comienza a revertirse la tendencia y la producción total vuelve a aumentar, llegando en 2019 a 49.371 millones de m³. Es importante destacar que la producción de gas convencional continúa disminuyendo durante el resto del periodo.

Gráfico A.2.1 - Producción de gas natural (millones de m³)



Fuente: elaboración propia a partir de Secretaría de Energía

El porcentaje de producción no convencional sobre la producción total aumenta hasta llegar en el 2019 a representar el 41,5%, correspondiendo el 56% de éste a shale y el 44% restante a tight.

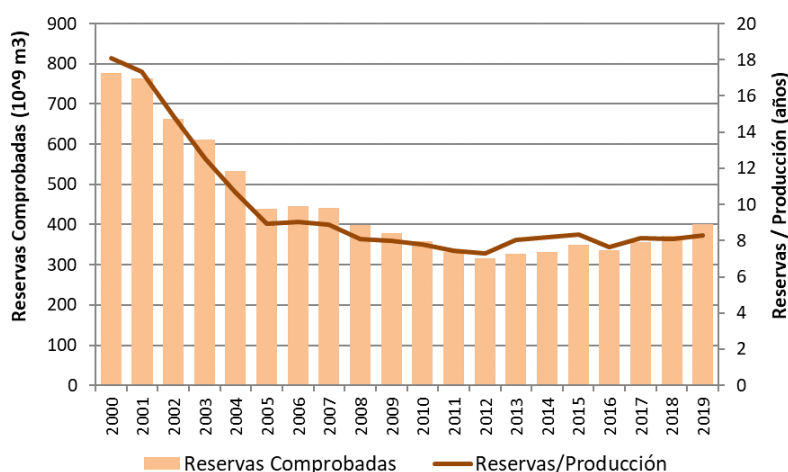
Las reservas comprobadas de gas caen abruptamente desde 777.609 miles de millones de m³ en el año 2000 hasta 315.508 en 2012, es decir una caída del 59%. A partir del

2013 comienzan a aumentar a un ritmo muy inferior al de la caída de los años anteriores, llegando en el 2019 a 400.231 millones de m³.

Con respecto a la relación reservas/producción, cae abruptamente desde 18,1 años a comienzo del periodo hasta 8,9 años en 2005. Durante el resto del periodo se mantiene relativamente constante, alrededor de un promedio de 8 años. El valor mínimo se registró en 2012 con 7,3 años.

El valor de reservas comprobadas es informado por la Secretaría de Energía, a partir de los datos que le proveen las empresas que tienen las concesiones. Si bien se incluyen reservas de gas no convencional, pareciera ser que este dato es incompleto ya que es pequeño si se tiene en cuenta que Argentina posee uno de los yacimientos de hidrocarburos no convencionales más grandes del mundo. Por lo tanto, la relación reservas comprobadas/producción debería ser más elevada. Algunos especialistas afirman que el concepto de reservas comprobadas no es aplicable a los no convencionales, porque el potencial de un pozo no puede extrapolarse al conjunto del yacimiento. Sería deseable que a futuro se resuelva esta cuestión metodológica y se elabore el indicador adecuado, para poder conocer realmente las reservas totales, técnica y económicamente extraíbles de gas natural en el país.

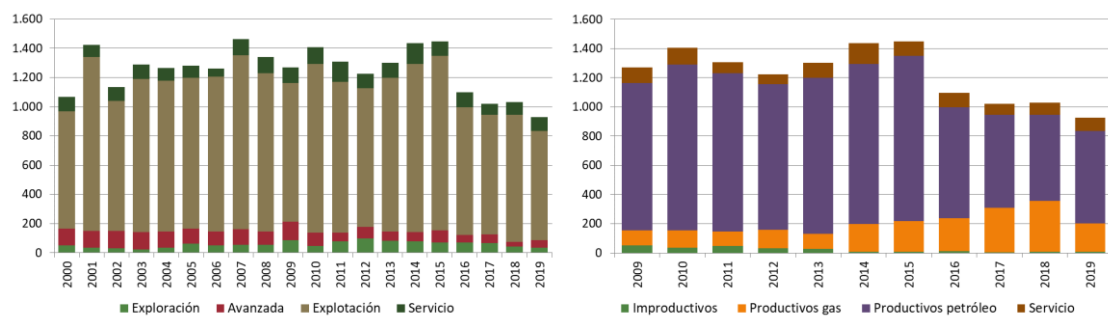
Gráfico A.2.2 - Reservas comprobadas de gas (miles de millones de m³ y años)



Fuente: elaboración propia a partir de Secretaría de Energía

A continuación, se presenta la evolución de los pozos terminados por tipo y por estado. Si bien es difícil sacar conclusiones solamente a partir de estos datos, se puede ver una disminución de los pozos de exploración y explotación, lo cual podría explicar la caída de las reservas. A partir del año 2014 se observa un aumento de los pozos productivos de gas, lo que se ve traducido en la recuperación de la producción antes mencionada.

Gráfico A.2.3 - Pozos terminados



Fuente: elaboración propia a partir de Secretaría de Energía

En el siguiente cuadro se presenta la oferta interna de gas natural y gas distribuido por redes.

Cuadro A.2.1 - Balance de gas natural de pozo y gas distribuido por redes (ktep)

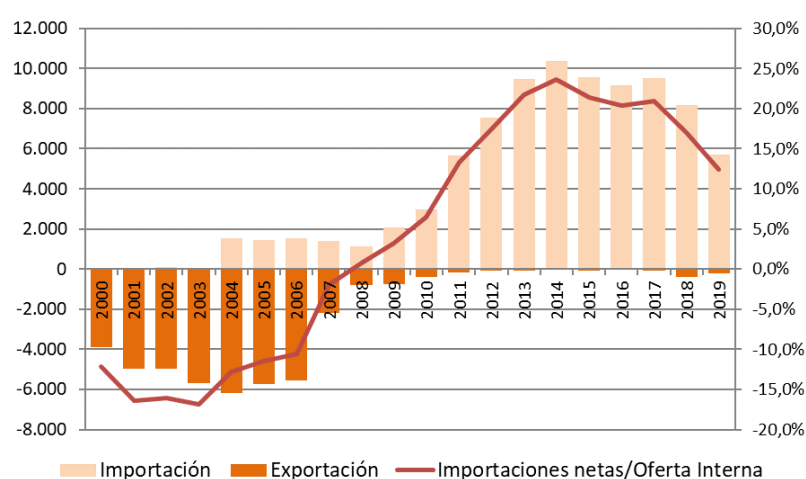
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Producción	38.687	39.586	40.055	43.927	44.970	44.212	44.529	44.733	44.388	42.626	41.501	40.135	38.895	36.782	36.567	37.786	39.557	39.202	41.318	43.348
Importación	0	0	83	71	1.514	1.442	1.515	1.412	1.121	2.054	2.980	5.673	7.537	9.463	10.378	9.561	9.143	9.518	8.159	5.698
Exportación	-3.883	-4.972	-4.971	-5.710	-6.183	-5.715	-5.539	-2.171	-811	-759	-391	-169	-90	-68	-53	-73	-50	-65	-373	-231
Otros conceptos²⁵	-2.979	-4.220	-4.756	-4.912	-3.737	-2.860	-2.268	-3.826	-3.321	-3.826	-3.970	-4.148	-3.696	-2.988	-3.192	-2.972	-3.933	-3.535	-3.503	-4.608
Oferta Interna	31.825	30.394	30.411	33.376	36.564	37.079	38.236	40.148	41.378	40.095	40.119	41.490	42.646	43.189	43.701	44.302	44.717	45.121	45.601	44.207
Gas licuado	1.618	1.844	2.070	2.296	2.513	2.373	2.452	2.188	2.052	2.010	2.265	1.923	1.679	1.602	1.551	1.875	1.691	1.730	1.921	2.195
Gasolina natural	857	979	1.055	1.326	1.298	1.128	1.099	1.046	1.457	1.327	1.301	1.106	1.238	1.041	1.190	1.010	946	917	979	1.009
No energéticos	670	732	1.157	1.159	1.536	1.114	1.168	1.020	1.642	1.235	1.139	898	1.145	884	1.384	932	1.067	1.112	1.395	1.457
Centrales	9.046	7.385	6.461	7.263	8.585	8.873	9.447	10.106	10.573	10.328	9.561	10.749	11.910	12.012	12.071	12.380	13.282	14.330	14.267	12.537
Autoprodutores	859	655	803	877	1.170	1.086	1.076	1.358	1.664	1.840	2.013	1.919	1.779	1.811	1.607	1.506	1.560	2.263	2.300	2.419
Consumo propio	3.982	4.049	4.084	4.255	4.688	4.583	4.663	5.007	5.243	5.406	5.223	5.193	5.252	5.168	5.330	5.481	5.486	5.376	5.179	5.130
Consumo final	14.792	14.750	14.782	16.200	16.773	17.922	18.331	19.422	18.747	17.946	18.617	19.703	19.644	20.671	20.568	21.118	20.685	19.394	19.559	19.460
Total	31.825	30.394	30.411	33.376	36.564	37.079	38.236	40.148	41.378	40.094	40.118	41.490	42.647	43.189	43.701	44.302	44.717	45.120	45.601	44.207
Importaciones/Oferta Interna	0,0%	0,0%	0,3%	0,2%	4,1%	3,9%	4,0%	3,5%	2,7%	5,1%	7,4%	13,7%	17,7%	21,9%	23,7%	21,6%	20,4%	21,1%	17,9%	12,9%
Exportaciones/Oferta Interna	12,2%	16,4%	16,3%	17,1%	16,9%	15,4%	14,5%	5,4%	2,0%	1,9%	1,0%	0,4%	0,2%	0,2%	0,1%	0,2%	0,1%	0,1%	0,8%	0,5%

Fuente: elaboración propia a partir de serie de BEN de la Secretaría de Energía

²⁵ Incluye Variación de existencias, No aprovechado, Pérdidas y Ajustes.

En el siguiente gráfico se observa la evolución de las importaciones y exportaciones de gas. Con respecto a las exportaciones, las mismas aumentan al comienzo del periodo, llegando al máximo en 2004, para luego disminuir y ser prácticamente nulas a partir del 2010. Por el contrario, las importaciones comienzan a registrarse en el 2002 y aumentan hasta llegar al máximo en 2014. A partir de este momento disminuyen, pero se mantiene en valores elevados, llegando en el 2019 a 5.698 ktep. La magnitud de las importaciones en su momento más elevado casi que duplican a al valor de las exportaciones máximas. También se puede ver la evolución de las importaciones netas y cómo cambia su signo entre el año 2007 y 2008, pasando de ser exportador neto a importador neto. En el año 2014 las importaciones netas representan el 23,6% de la oferta interna.

Gráfico A.2.4 - Importaciones y exportaciones de gas natural y gas distribuido por redes (ktep y %)



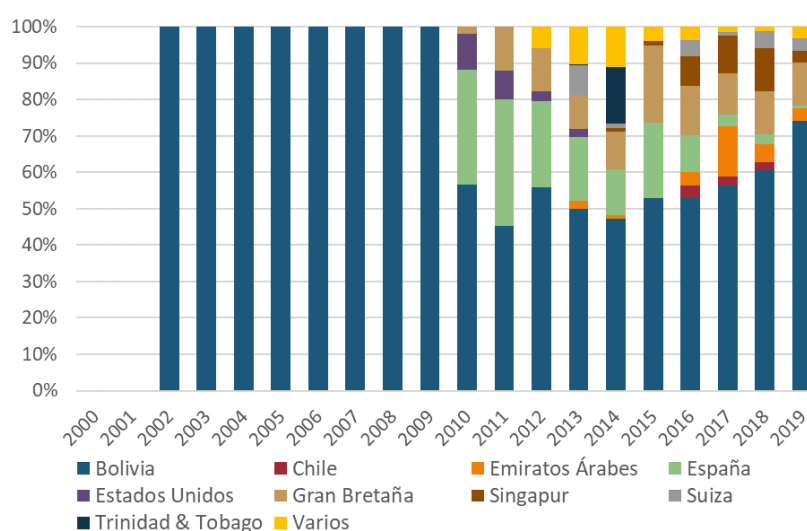
Fuente: elaboración propia a partir de serie de BEN de la Secretaría de Energía

Con respecto al origen de las importaciones, entre el año 2002 y 2009 corresponde exclusivamente a Bolivia por gasoducto. A partir del 2010 las importaciones de Bolivia siguen siendo de gran relevancia, pero también se registran importaciones de Gas Natural Licuado (GNL) de diversos países. En algunos años el GNL llega a representar casi el 50% de las importaciones de gas, pero hacia el final del periodo disminuye su participación hasta el 26%.

El origen del GNL difiere todos los años, siendo de mayor importancia España, Gran Bretaña, Emiratos Árabes, Estados Unidos, Singapur, Trinidad y Tobago, Suiza, entre otros²⁶. Se observa una gran variedad de países de los cuales se importa.

²⁶ En algunos casos el gas es importado por estos países y luego re exportado.

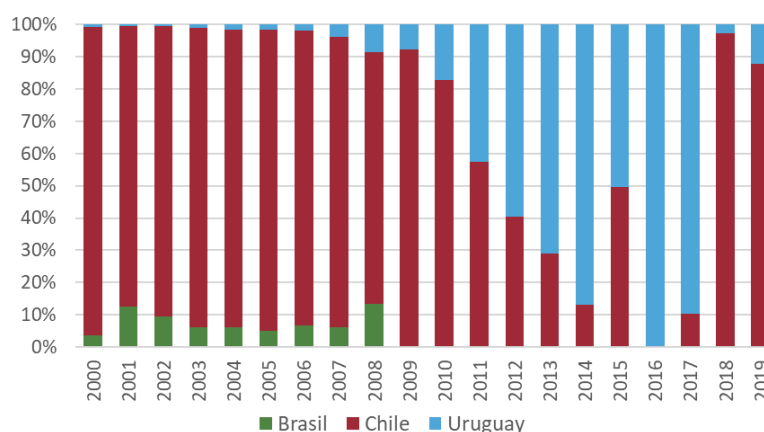
Gráfico A.2.5 - Importaciones de gas natural y GNL por origen (%)



Fuente: elaboración propia a partir de Secretaría de Energía y Enargas

Con respecto a las exportaciones, hasta el año 2010 el destino principal es Chile, al igual que en 2018 y 2019. El resto del periodo se exporta mayoritariamente a Uruguay. Entre el 2000 y 2008 se registran pequeñas exportaciones también a Brasil. En el caso de Uruguay y Brasil se exporta gas distribuido, mientras que en el caso de Chile se exporta gas natural y gas distribuido.

Gráfico A.2.6 - Exportaciones de gas natural y gas distribuido por redes por destino (%)



Fuente: elaboración propia a partir de Secretaría de Energía y Enargas

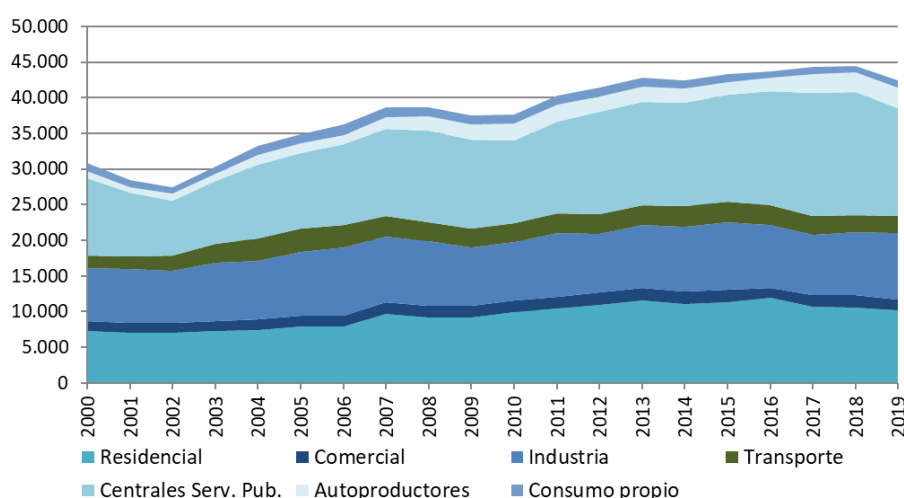
Es importante destacar que en el caso de las importaciones y exportaciones de gas natural y gas distribuido existen inconsistencias entre los datos de la serie del BEN y los encontrados en el SESCO de la Secretaría de Energía y Enargas. En estos últimos dos, es donde se puede encontrar la información de origen y destino de las mismas.

En el siguiente gráfico se presenta la evolución de la demanda de gas distribuido por sectores. La tendencia general es creciente, aunque se observan años de disminución

coincidentes con las crisis y recesiones económicas. La demanda total al comienzo del periodo es de 30.820 millones de m³ y al final de 42.398, con un pico de 44.384 en 2018. Se observa un aumento fundamentalmente en el consumo en centrales eléctricas.

El mayor consumo se registra en las centrales eléctricas del servicio público, seguido por la industria y por el sector residencial (a partir del 2007 se invierte el orden entre residencial e industria). Entre estos tres sectores suman alrededor del 80% del consumo total. Le sigue el transporte con una participación promedio de 7% y, en menor medida, comercial, autoprodutores y consumo propio.

Gráfico A.2.7 - Demanda de Gas distribuido por sectores (millones m³)



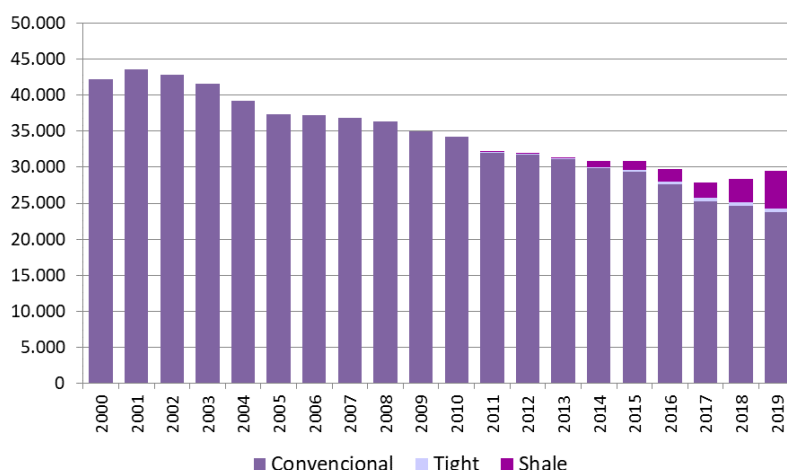
Fuente: elaboración propia a partir de serie de BEN de la Secretaría de Energía

A.3 Petróleo y derivados

La producción de petróleo presenta una caída durante prácticamente todo el periodo pasando de 42.215 miles de m³ en el año 2000 a 29.517 miles de m³ en 2019. La disminución entre estos años fue del -33%.

A partir del 2011 comienza a detectarse algo de producción de petróleo no convencional (shale y tight), la cual va aumentando durante todo el resto del periodo, aunque su aporte no revierte la caída de la producción.

Gráfico A.3.1 - Producción de petróleo (miles de m³)

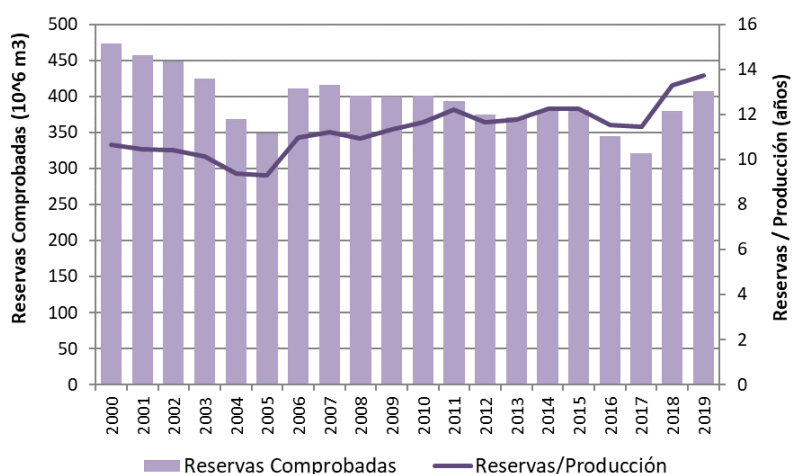


Fuente: elaboración propia a partir de Secretaría de Energía

La participación del petróleo no convencional aumenta desde 2011, llegando a representar en 2019 el 19,4% de la producción total. En los primeros años la proporción entre shale y tight está repartida, pero a partir del 2014, comienza a ser mayoritariamente shale.

Las reservas comprobadas de petróleo caen durante el periodo. Desde el 2000 al 2005 bajan todos los años. Luego se observa una pequeña recuperación, pero vuelven a caer llegando al mínimo en el año 2017, para alcanzar en el 2019, 407 millones de m³. Con respecto a la relación reservas/producción, ocurre algo similar, cae y se recupera, pero hacia el final del periodo aumenta ubicándose en 13,7 años, por encima del valor correspondiente al año 2000.

Gráfico A.3.2 - Reservas comprobadas de petróleo (millones de m³ y años)



Fuente: elaboración propia a partir de Secretaría de Energía

Si bien es difícil sacar conclusiones observando sólo la evolución de los pozos terminados, en los gráficos A.2.3 se puede observar cómo disminuyen los pozos de exploración durante el periodo, así como los pozos productivos de petróleo. Esto podría explicar las caídas en las reservas y en la producción. Además, también puede ocurrir algo similar a lo explicado en el punto A.2 con respecto a las reservas comprobadas de gas no convencional para el petróleo no convencional y que, por lo tanto, las reservas sean mayores a lo presentado.

A continuación se presenta la estructura de refinación durante todo el periodo, la cual muestra la carga utilizada (petróleo crudo y gasolina natural) y los derivados obtenidos. En cuanto al crudo procesado, se puede ver que a partir del 2002 comienza a aumentar, llegando al máximo en 2007. El resto del periodo disminuye, con leves recuperaciones en algunos años, llegando en 2019 a 26.530 miles de m³, una caída de -10% respecto al año 2000.

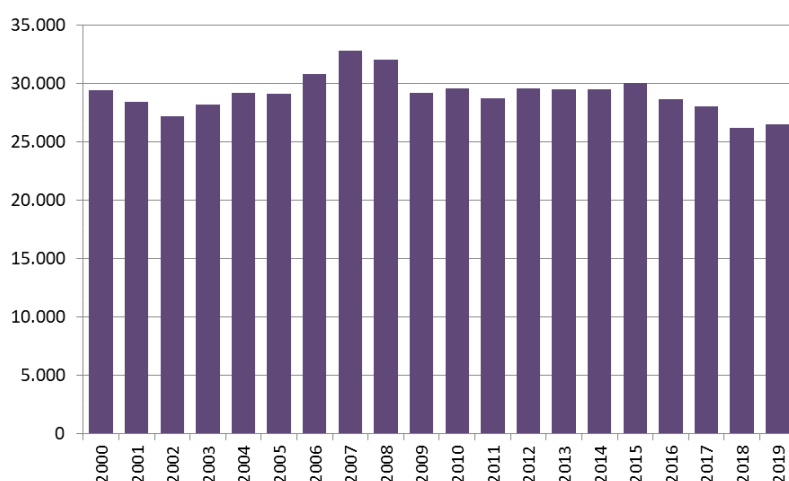
En cuanto a los productos obtenidos, se encuentran fundamentalmente compuesto por gasoil y motonaftas, los cuales suman en promedio casi un 60% del total. La participación del gasoil disminuye durante el periodo, observándose una leve recuperación en los últimos años. En el caso de las motonaftas, disminuye hasta el 2008 y luego comienza a ascender. La proporción del fuel oil aumenta considerablemente al comienzo del periodo, pero hacia el final vuelve a disminuir. El resto de los productos mantiene una proporción relativamente constante, a excepción de otras naftas que, luego de llegar a un máximo en 2007, disminuye su participación.

Cuadro A.3.1 - Refinación de petróleo (ktep)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Petróleo proces.	26.194	25.279	24.192	25.104	25.978	25.908	27.442	29.159	28.496	25.953	26.345	25.570	26.342	26.223	26.218	26.695	25.501	24.933	23.335	23.612
Gasolina	782	761	782	953	909	843	802	786	857	879	884	881	852	821	800	797	768	737	777	798
Total cargas	26.975	26.041	24.974	26.057	26.887	26.750	28.244	29.944	29.353	26.832	27.229	26.451	27.194	27.044	27.017	27.492	26.269	25.670	24.111	24.410
Prod. derivados																				
Gas de refinería	698	918	915	1.058	1.025	1.010	1.024	1.023	1.007	1.013	944	1.010	1.187	1.226	1.149	1.275	1.234	1.201	1.263	1.099
Gas licuado	1.042	1.235	1.158	1.255	1.306	1.183	1.122	1.130	1.318	1.300	1.464	1.301	1.311	1.290	1.331	966	1.174	1.104	1.013	851
Motonaftas	5.544	5.378	4.948	4.699	4.480	4.540	4.424	4.481	4.394	4.520	4.560	5.065	5.365	5.476	5.134	5.843	5.872	6.130	5.876	5.756
Otras naftas	1.447	1.480	1.505	1.888	1.996	1.898	2.118	2.542	2.373	2.076	2.025	1.378	1.284	862	1.040	961	810	771	424	678
Kerosene y Aerokerosene	1.250	1.310	1.348	1.181	1.257	1.302	1.215	1.282	1.258	1.320	1.427	1.376	1.433	1.425	1.366	1.382	1.378	1.516	1.544	1.548
Gasoil	9.501	10.450	9.591	10.155	10.324	10.059	10.834	11.105	10.746	10.320	9.790	9.499	9.293	8.919	8.747	9.296	8.926	8.893	8.555	8.572
Fuel oil	1.361	1.689	1.720	1.869	2.279	2.684	3.313	4.182	4.620	3.155	3.504	3.217	3.826	4.172	4.501	4.514	3.844	2.933	1.841	2.096
Coque	1.120	1.152	1.180	1.210	1.154	1.116	1.122	1.028	989	961	951	947	1.002	913	875	909	956	1.005	1.028	994
No energéticos	865	825	762	1.021	1.169	1.187	1.198	1.188	1.146	1.106	1.133	1.086	986	1.136	1.056	891	834	927	780	704
Total productos	22.827	24.438	23.127	24.335	24.989	24.978	26.369	27.960	27.850	25.770	25.797	24.879	25.687	25.418	25.198	26.035	25.029	24.479	22.323	22.298

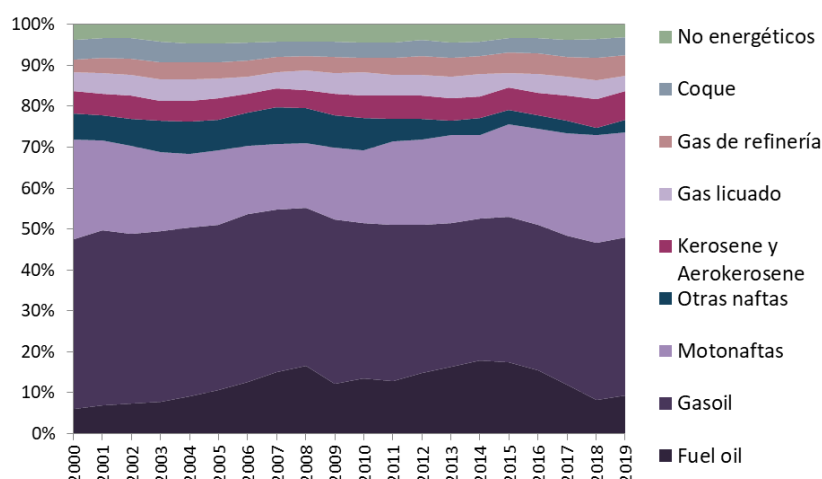
Fuente: elaboración propia a partir de serie de BEN de la Secretaría de Energía

Gráfico A.3.3 - Crudo procesado (miles de m³)



Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía

Gráfico A.3.4 - Productos obtenidos (ktep)



Fuente: elaboración propia a partir de serie de BEN de Secretaría de Energía

Para analizar si la capacidad de refinación año a año es suficiente, se la comparará con la suma de la oferta interna de todos los derivados producidos en la refinaria. En la siguiente tabla se presentan los valores de oferta interna y capacidad de refinación. Se observa durante todo el periodo que la capacidad de refinación es mayor que la oferta interna total de derivados. El año en que la capacidad de refinación y oferta interna son más cercanos es 2015, pero igualmente la capacidad de refinación es un 13% mayor. Por lo tanto, se puede concluir que la capacidad de refinación no es un problema que afecte la seguridad energética en el periodo de estudio.

Cuadro A.3.2 – Oferta interna de derivados y capacidad de refinación (ktep)

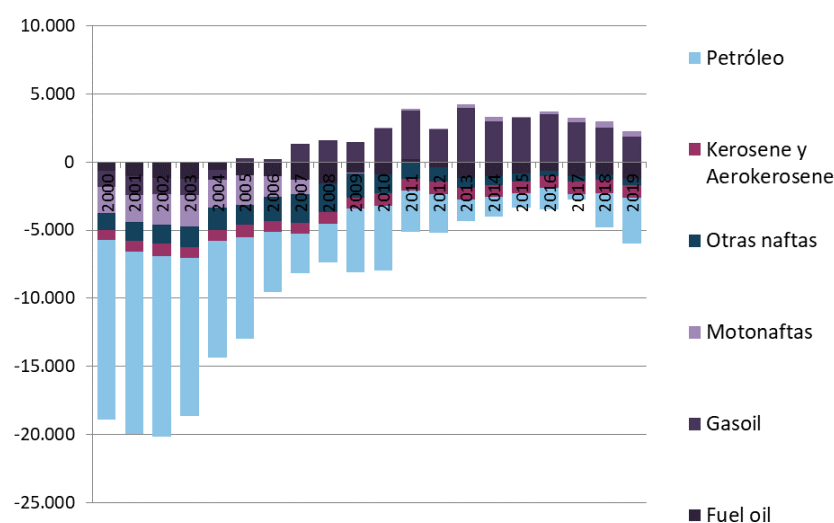
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Oferta Interna																				
Fuel Oil	1.559	969	733	946	1.685	1.711	2.236	2.854	3.060	2.205	2.693	3.275	3.577	2.954	3.461	3.725	3.258	1.796	1.135	1.130
Gasoil	8.251	9.145	8.534	8.938	9.591	10.317	10.983	12.439	12.370	11.268	12.821	13.421	12.510	13.743	12.573	13.317	13.369	12.896	11.097	10.598
Motonaftas	3.579	3.261	2.745	2.419	2.456	2.288	2.880	3.450	4.382	4.055	4.712	5.231	5.577	5.959	5.793	6.299	6.457	7.022	6.387	6.176
Otras naftas	251	139	75	359	363	436	345	456	267	299	606	224	199	167	305	392	361	374	24	250
Kerosene y Aerokerosene	491	501	413	424	445	447	422	438	455	447	542	535	523	524	516	522	538	567	608	624
Gas de refinación	643	767	839	983	778	730	794	812	830	910	988	983	1.137	1.121	1.091	1.154	1.163	1.165	1.207	1.048
Coque	1.082	1.150	1.144	1.151	1.098	1.144	1.130	1.028	989	961	951	947	1.002	913	875	909	956	1.005	1.028	994
Gas Licuado	983	944	645	643	846	784	525	574	634	571	915	742	861	896	885	646	790	708	591	473
No Energéticos	846	842	775	1.009	1.171	1.204	1.230	1.148	1.127	1.028	1.097	1.063	959	1.059	1.017	892	815	945	800	709
Total	17.685	17.718	15.901	16.872	18.433	19.060	20.545	23.197	24.114	21.743	25.324	26.422	26.344	27.336	26.515	27.855	27.706	26.478	22.876	22.002
Capacidad de refinación	34.258	32.101	32.101	32.101	31.382	31.382	31.382	33.301	32.563	32.395	32.395	34.136	33.108	31.299	30.315	31.447	31.447	31.447	31.447	32.460
Cap. de refinación/Oferta Interna	194%	181%	202%	190%	170%	165%	153%	144%	135%	149%	128%	129%	126%	114%	114%	113%	114%	119%	137%	148%

Fuente: elaboración propia a partir de serie de BEN de la Secretaría de Energía y SIE Olade.

Nota: Para el caso del Coque, Gas Licuado y No Energéticos se consideró solamente la oferta interna proveniente de las refinaciones y no de otros centros de transformación.

En el siguiente gráfico se presenta la evolución de las importaciones menos las exportaciones por derivado. Se puede ver que las importaciones netas comienzan a aparecer en el 2005, compuestas por gasoil, las cuales van aumentando durante el periodo. A partir del 2010, se registran también importaciones netas de motonaftas. Al comienzo del periodo las exportaciones son elevadas y luego van disminuyendo. Están compuestas principalmente por petróleo y en menor medida kerosene y aerokerosene, otras naftas (que comienzan a disminuir en 2013) y fuel oil. Hasta el 2004 había también exportaciones de gasoil y hasta 2009 de motonaftas.

Gráfico A.3.5 - Importaciones - Exportaciones de petróleo y derivados (ktep)



Fuente: elaboración propia a partir de serie de BEN de la Secretaría de Energía

Se analizan en mayor profundidad las importaciones de gasoil debido a su importancia. En la tabla siguiente se presentan los países de origen de las mismas, según el porcentaje que representan en el total²⁷. Lo primero que se puede observar es la variabilidad de la composición de las importaciones a lo largo de todo el periodo. En todos los años, existen pequeños aportes de varios países, los cuales van modificándose según el año. El único país que aparece todos los años es Rusia, pero a lo largo del periodo va perdiendo participación, pasando del 23,6% en el 2000 a 0,6% en 2019.

Estados Unidos, por el contrario, pasa de representar muy poco al inicio del periodo y a partir de 2010 aumenta significativamente su participación, a llegar al año 2019 a aportar el 66,4% del gasoil total.

²⁷ Es necesario aclarar que los datos para los años 2000 a 2009 que se encuentran en las tablas dinámicas de la Secretaría de Energía, difieren de los presentados en los BEN. La diferencia se ha asignado al ítem "No identificado y diferencia estadística" el cual comienza a aparecer en las tablas dinámicas a partir del año 2008 como "No identificado".

Cuadro A.3.3 - Origen de importaciones de gasoil (%)

País / Año	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Arabia Saudita		2,0%					6,2%									4,4%	8,3%		3,3%	1,8%
Argelia	5,8%						6,0%													
Aruba		19,7%	1,0%	6,5%	31,2%	5,0%	3,5%													
Bélgica												2,5%	1,7%	9,8%		13,5%	2,5%	3,8%	1,0%	0,1%
Brasil		4,8%	8,3%	9,2%	9,1%	3,9%	11,3%	11,7%	2,8%	6,6%	5,1%	2,4%	1,6%		1,6%		1,4%	7,0%	4,1%	
Canadá					1,4%							5,5%	3,2%					4,1%	0,0%	
Chile	1,5%	10,5%	3,5%	17,7%	29,4%	37,4%	7,2%	2,2%	3,9%										0,0%	
Emiratos Árabes		15,4%	0,0%		4,1%						3,7%	1,7%				0,5%	2,7%	1,4%	4,9%	8,8%
Gran Bretaña	24,2%											1,2%	1,3%				0,3%			
Holanda	34,4%							2,4%		4,5%	30,3%	16,4%	26,2%	20,4%	9,6%	7,2%	6,8%	7,4%	3,0%	2,3%
India		12,3%	0,1%								2,3%					0,9%	0,6%	0,3%	1,2%	5,0%
Lituania		6,9%	0,9%		3,4%	2,2%		0,2%	1,6%		0,8%	0,8%	0,3%			0,1%	0,7%			
Malta											6,6%								2,1%	
Rumania		8,7%																		
Rusia	23,6%	28,5%	66,8%	25,2%	11,6%	18,4%	34,9%	5,5%	9,0%	2,7%	2,0%	13,7%	5,7%	15,9%	7,1%	5,0%	9,6%	10,4%	7,4%	0,6%
Singapur						1,2%	1,8%		1,9%	0,9%					4,0%	1,4%	4,5%	6,6%	1,6%	11,3%
Suiza				2,3%	8,8%						0,2%								1,0%	
USA	3,7%	0,6%	7,9%		0,1%	15,6%	3,5%	13,7%	14,5%	12,8%	21,3%	24,3%	36,8%	40,1%	49,7%	59,0%	54,6%	52,3%	58,0%	66,4%
Venezuela	5,7%	4,2%																		
Varios									0,7%		11,2%	24,3%	18,5%	13,6%	4,1%	5,4%				
No identificado y dif. estadística	-3,9%	-23,5%	8,4%	28,4%	11,2%	12,9%	22,1%	54,9%	64,6%	72,5%	8,8%	0,4%	0,9%	0,1%	19,5%	0,4%	1,6%	0,3%		
Resto	5,0%	9,8%	3,2%	10,6%	12,1%	3,4%	3,5%	9,4%	0,9%	0,0%	7,7%	6,9%	3,8%	0,1%	4,3%	2,2%	6,4%	6,5%	12,4%	3,8%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100,0%	100%

Fuente: elaboración propia a partir de Secretaría de Energía

En cuanto al consumo de derivados según el sector se observa que en el caso del gas licuado se utiliza principalmente en el residencial y en menor medida en comercial, industria y agropecuario. Por el contrario, la nafta se registra únicamente el transporte. En el caso del gasoil, se consume fundamentalmente en transporte y agropecuario. En los últimos años se registra un aumento de la utilización en las centrales eléctricas del servicio público. Se completa con pequeños consumos en comercial, industria y autoproducción de electricidad. Finalmente, la utilización del fuel oil se registra fundamentalmente en las centrales eléctricas del servicio público. Se puede ver como a lo largo del periodo disminuye el consumo en la industria. Se observan consumos menores en agropecuario, autoprodutores, transporte y comercial.

Gráfico A.3.6 - Consumo de Gas licuado por sector (ktep)

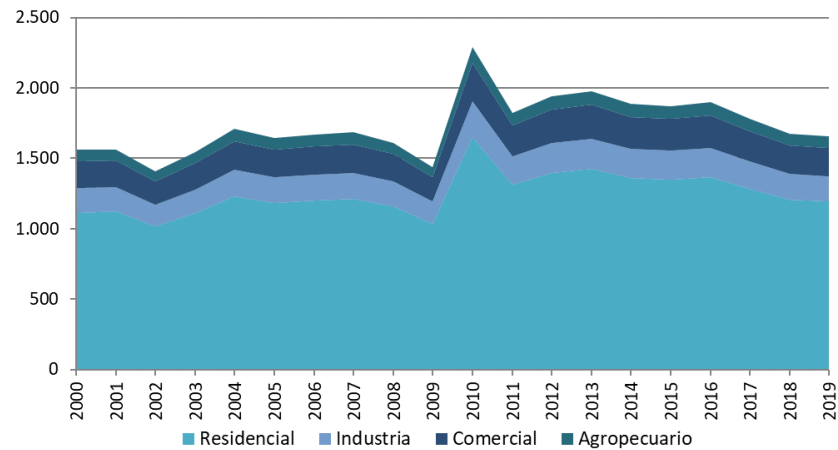


Gráfico A.3.7 - Consumo de Nafta por sector (ktep)

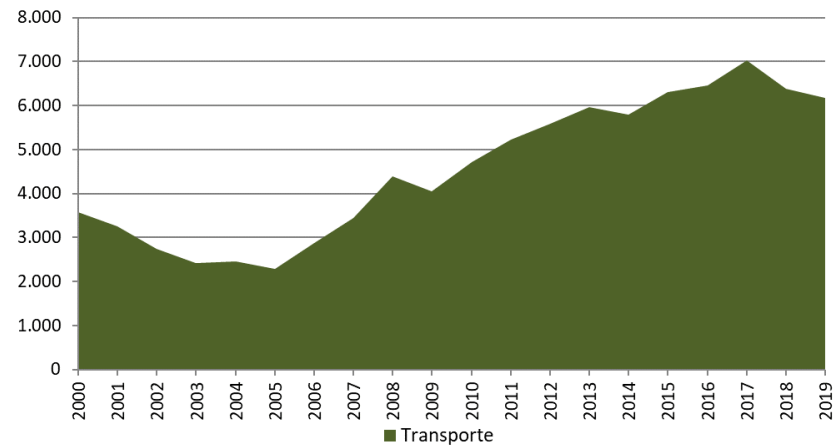


Gráfico A.3.8 - Consumo de Gasoil por sector (ktep)

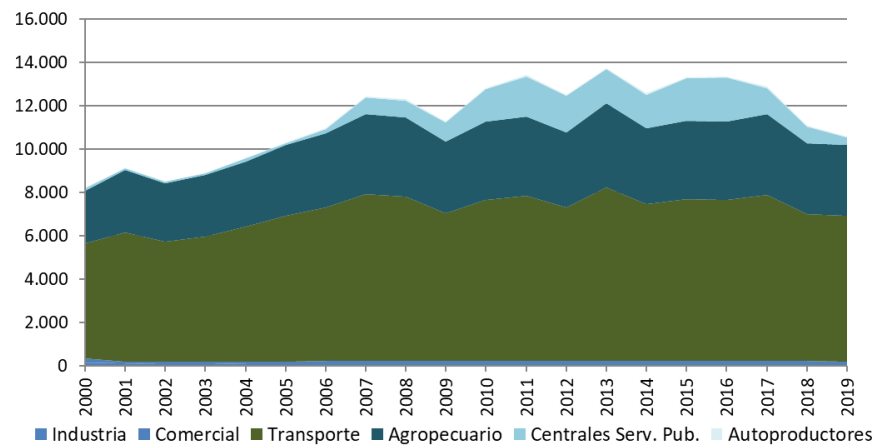
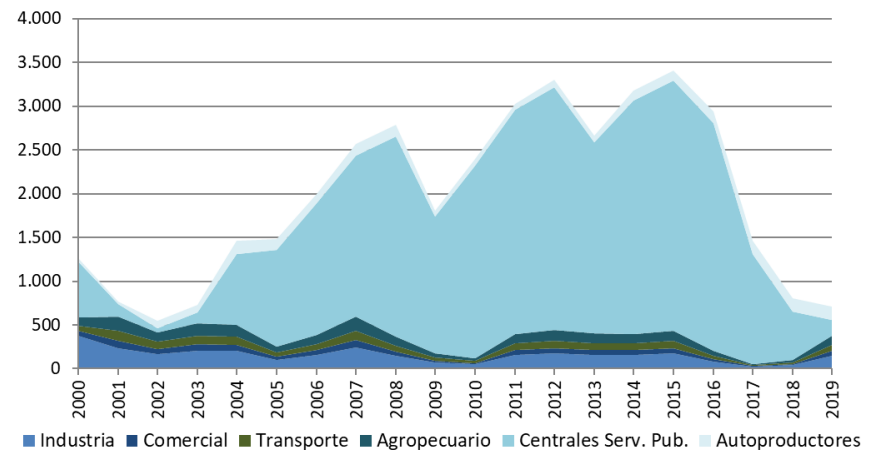


Gráfico A.3.9 - Consumo de Fuel oil por sector (ktep)

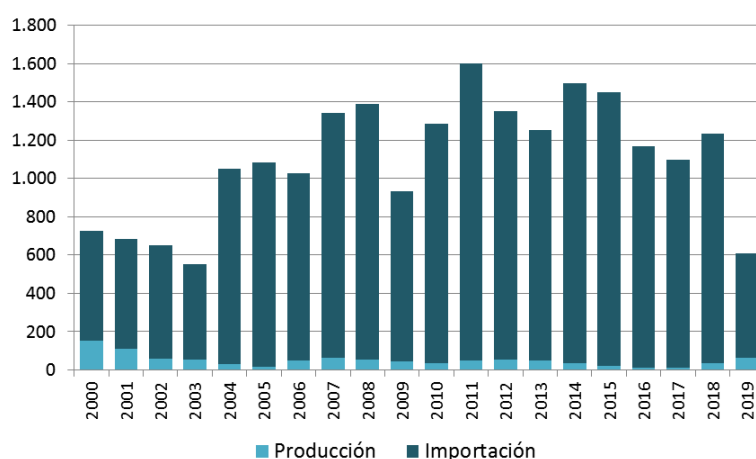


Fuente: elaboración propia a partir de serie de BEN de la Secretaría de Energía

A.4 Carbón Mineral

La producción de carbón mineral se realiza únicamente en el yacimiento de Río Turbio y sus valores son muy pequeños como se puede ver en el siguiente gráfico, llegando a un mínimo de 19.643 toneladas en 2017. La mayor parte del carbón consumido es importado (de Australia, Sudáfrica, Colombia, USA) ya que el nacional no es apto para ser convertido en coque económicamente. A continuación se presenta la evolución de la suma del carbón producido e importado.

Gráfico A.4.1 - Producción e importación de carbón mineral (ktep)



Fuente: elaboración propia a partir de serie de BEN de la Secretaría de Energía

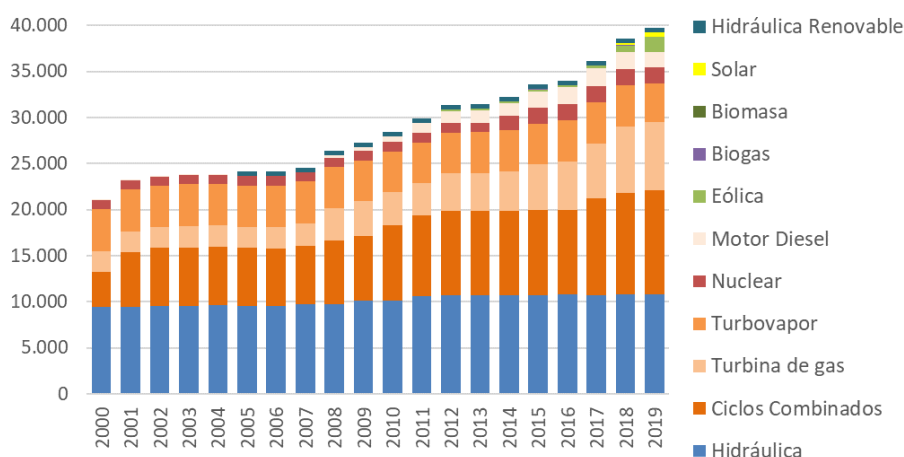
El carbón importado se utiliza fundamentalmente en la industria siderúrgica para alimentar a las coquerías y en mucha menor medida en las centrales térmicas. El carbón nacional se emplea en las centrales térmicas. Se registran también pequeños consumos en autoproductores y en el sector industrial. La participación del carbón mineral en la Oferta Interna es muy pequeña en todo el periodo, promediando el 1,5%.

Las Reservas Medidas de Carbón Mineral llegaban en el año 2016 a 477,9 millones de toneladas, que sumadas a las Reservas Indicadas de 206,5 e inferidas de 67,8 daban un total de 752,3 millones de toneladas. La relación Reservas Medidas / Producción llegaba en el año 2016 a 23.500 años, relación muy alta debido a la muy baja producción. (Bravo, 2018)

A.5 Energía eléctrica

La potencia instalada en generación ha aumentado durante todo el periodo un 89%, pasando de 21.041 MW en el año 2000 a 39.719 MW en el 2019. La adición de potencia está dada fundamentalmente por ciclos combinados, turbinas de gas y motores Diesel. Recién en los últimos años comienzan a aparecer pequeños aportes de renovables.

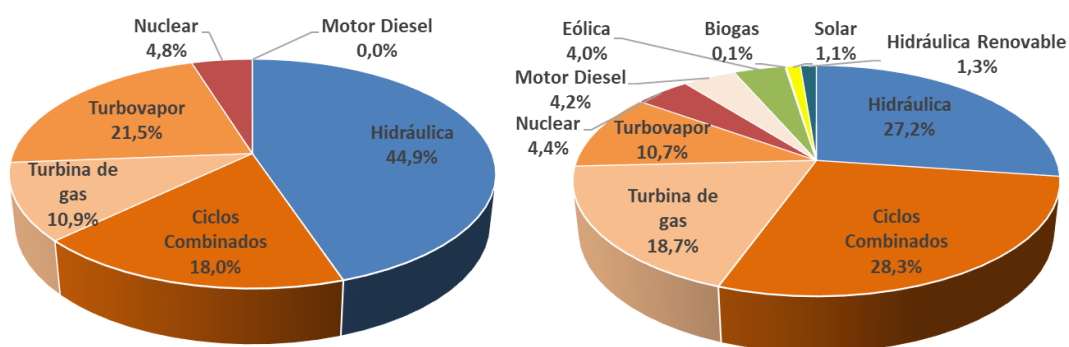
Gráfico A.5.1 - Potencia instalada eléctrica (MW)



Fuente: elaboración propia a partir de Cammesa

Si se compara la estructura de la potencia instalada en el año 2000 y 2019, se puede observar como la potencia hidráulica disminuye considerablemente su participación pasando del 44,9% al 27,2%. Esto se debe fundamentalmente al aumento de la potencia de origen térmico que pasa de representar el 50% al 62%. En el año 2019 también se registra un 6,5% de potencia renovable (eólica, pequeño aprovechamiento hidráulico²⁸, solar y biogás). La participación nuclear se mantiene prácticamente constante.

Gráfico A.5.2 - Potencia instalada eléctrica Años 2000 y 2019 (%)



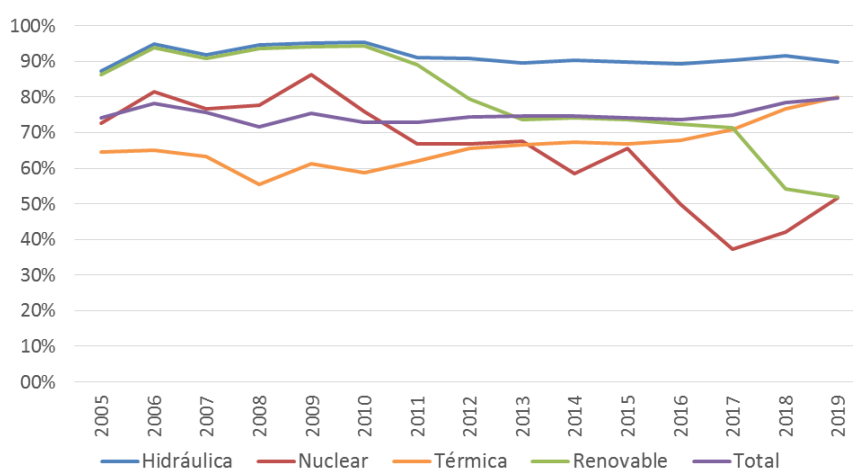
Fuente: elaboración propia a partir de Cammesa

La potencia instalada no se encuentra siempre disponible debido a paradas programadas por mantenimiento de los equipos o paradas forzadas por fallas. A continuación se presenta la evolución de la disponibilidad por tipo de central y total. Se observa que la disponibilidad total oscila el 75% en promedio, con un mínimo de 71,5% y un máximo de 79,6%. La disponibilidad nuclear presenta una gran variación pasando por un mínimo de 37,2% en 2017 y un máximo de 86,3% en 2009. En el caso térmico aumenta desde un mínimo de 55,5% en 2008 a 80% en 2019. La disponibilidad más

²⁸ Según lo establecido en la Ley 27.191 de fomento del uso de fuentes renovables destinada a la producción de energía eléctrica, se consideran dentro de este grupo las potencias hasta 50 MW.

elevada es la hidráulica, casi siempre por encima del 90%, pero puede ser engañosa ya que puede que no estén en condiciones de dar la totalidad de su potencia disponible por falta de agua. En el caso de las renovables el factor de disponibilidad corresponde al factor de utilización (cociente entre la generación anual y la potencia instalada promedio).

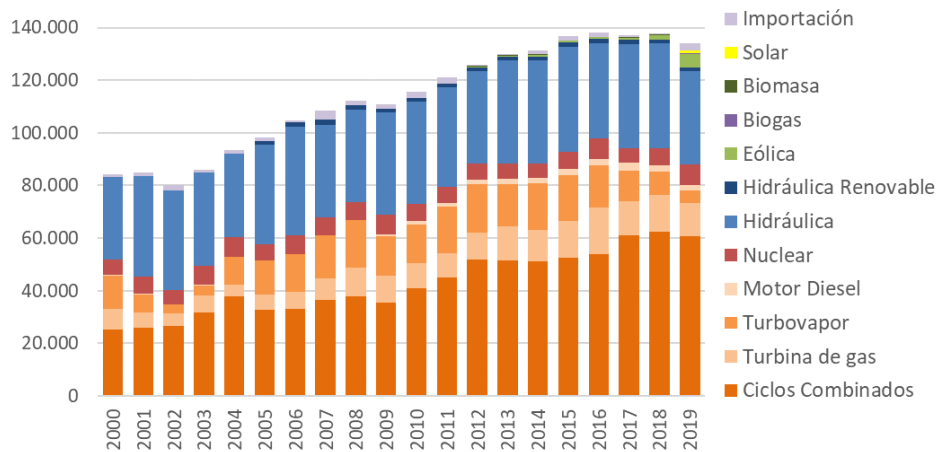
Gráfico A.5.3 - Disponibilidad del parque generador (%)



Fuente: elaboración propia a partir de Cammesa

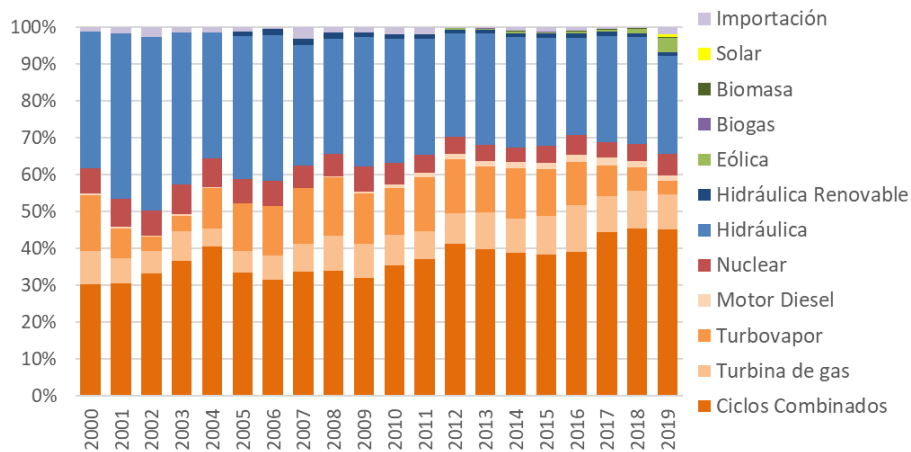
La generación de electricidad aumentó durante todo el periodo (salvo en los años 2002, 2009 y 2019), pasando de 83.085 GWh en el 2000 a 131.247 GWh en 2019. A partir del año 2015 se observa un estancamiento, finalizando el periodo con una disminución. Con respecto al tipo de generación, es mayoritariamente del tipo térmica convencional (fundamentalmente ciclos combinados) y en menor medida hidráulica. También se registra generación nuclear, relativamente constante en todo el periodo y en los últimos años pequeños valores de generación renovable, principalmente eólica. Además, una parte muy pequeña es energía importada.

Gráfico A.5.4 - Generación de electricidad por tipo (GWh)



Fuente: elaboración propia a partir de Cammesa y Secretaría de Energía

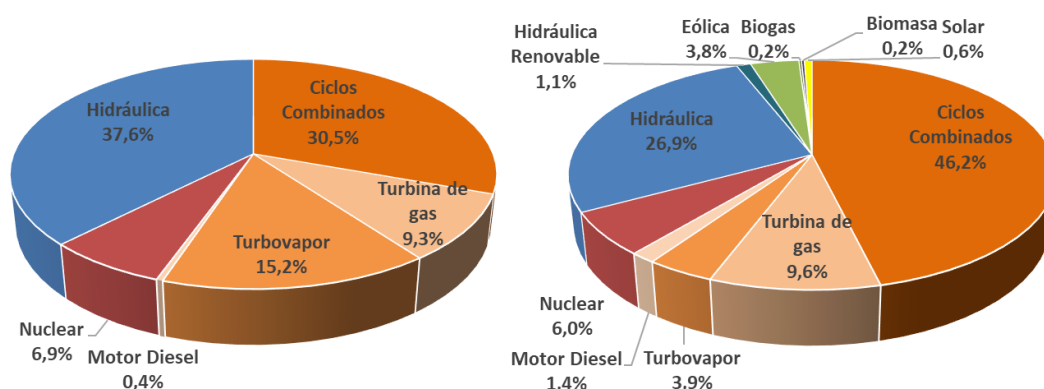
Gráfico A.5.5 - Generación de electricidad por tipo (%)



Fuente: elaboración propia a partir de Cammesa y Secretaría de Energía

Si se compara la estructura de generación entre el año 2000 y 2019, se puede ver como pierde participación la energía hidráulica pasando de representar el 37,6% al 26,9%. Por el contrario, la generación térmica aumenta del 55,4% al 61,1%, en particular aumentan la de ciclos combinados y en menor medida motor Diesel y disminuye turbovapor. La generación nuclear se mantiene alrededor del 6%. En 2019 se registra un 5,9% de generación renovable.

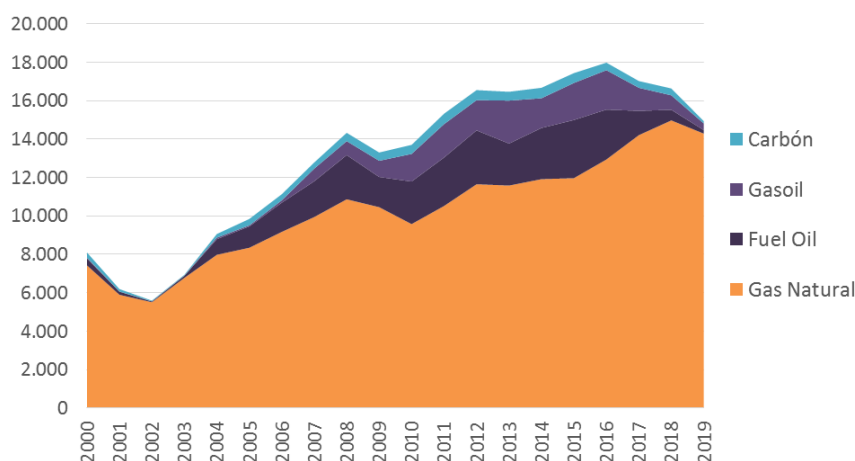
Gráfico A.5.6 - Generación de electricidad por tipo Años 2000 y 2019 (%)



Fuente: elaboración propia a partir de Cammesa y Secretaría de Energía

A continuación se presenta la evolución del consumo de combustibles en la generación térmica convencional. Se observa que en general el consumo aumenta durante el periodo, aunque en algunos años disminuye. Particularmente, desde el año 2016 se presenta una caída, probablemente por la mayor participación de renovables y la disminución de la demanda. El consumo corresponde mayoritariamente a gas natural, en menor medida fuel oil y gasoil, y en mucha menor medida carbón mineral.

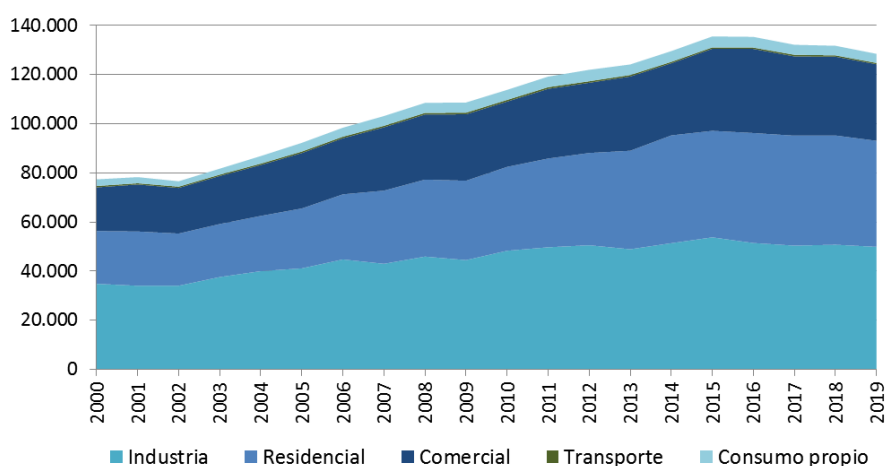
Gráfico A.5.7 - Consumo de combustibles en la generación de electricidad (ktep)



Fuente: elaboración propia a partir de Cammesa

El consumo de electricidad aumenta hasta el año 2015 (salvo en 2002 y 2009), cuando comienza a caer sostenidamente llegando a 128.463 GWh en 2019. El sector más consumidor es industria, aunque disminuye su participación pasando del 45% en el año 2000 a 39% en el 2019. Le sigue el sector residencial que promedia el 30% del consumo y comercial y público con el 24% promedio. Además, se registran una pequeña utilización para el consumo propio y en el sector transporte.

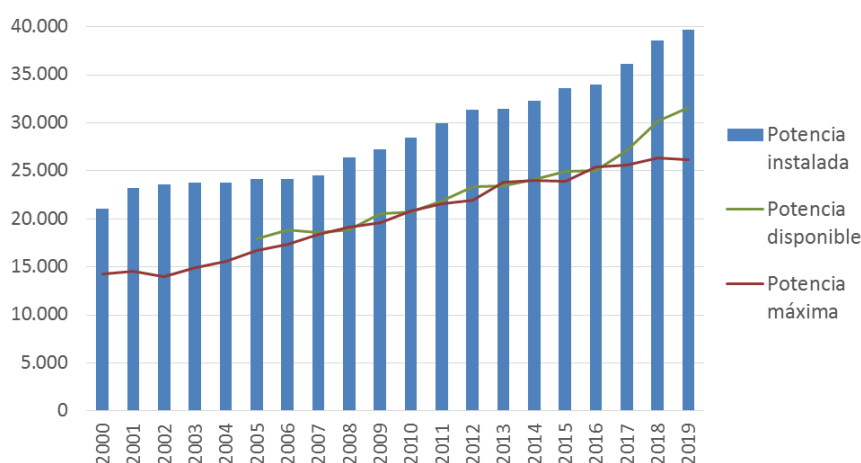
Gráfico A.5.8 - Consumo de electricidad por sectores (GWh)



Fuente: elaboración propia a partir de serie de BEN de la Secretaría de Energía

A continuación, se presenta la potencia máxima bruta (la máxima demanda a satisfacer en una hora), la cual tiene una tendencia creciente en todo el periodo. A su vez se la compara con la potencia disponible y a la diferencia se la denomina reserva del sistema. Se observa que en gran parte del periodo son muy cercanas e incluso en algunos años es mayor la potencia máxima. A partir del año 2017 comienzan a distanciarse, aumentando la reserva.

Gráfico A.5.9 - Potencia instalada, disponible y máxima bruta (MW)



Fuente: elaboración propia a partir de Cammesa

La importación y exportación de electricidad varía en el periodo, pero siempre representa una pequeña parte de la oferta total de electricidad del sistema. La importación máxima llega a ser el 8,5% de la oferta interna de electricidad en 2019 y la exportación máxima 7,7% en 2000. En el caso de las importaciones, la mayor parte proviene de Yacyretá, Paraguay, aunque también se registran pequeñas cantidades de Brasil, Uruguay y Chile. Las exportaciones corresponden en mayor medida a Uruguay y

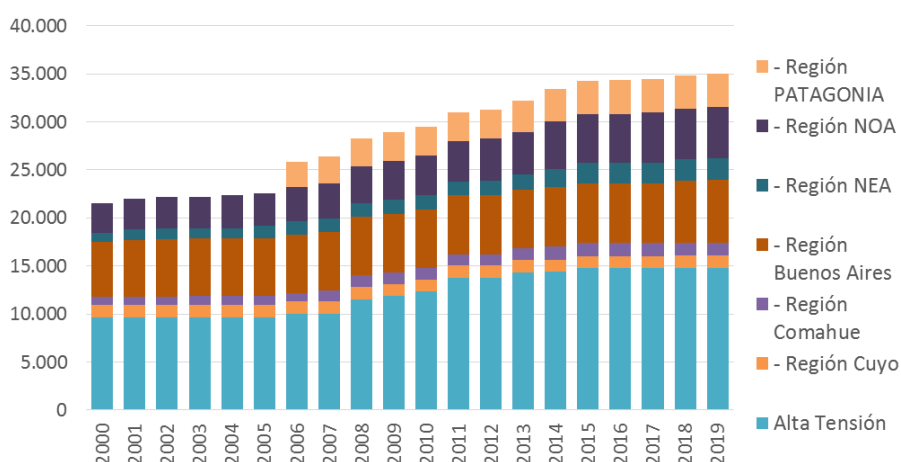
en menor medida a Brasil y Chile. Todos los años es mayor la importación que la exportación.

Transporte

En el siguiente gráfico se presenta la evolución de la longitud de las líneas de transporte, tanto de alta tensión como de distribución troncal. En el caso de las líneas de alta tensión (500 kV, 220 kV y 132 kV), al principio del periodo se mantiene constante su longitud en 9.669 km y a partir del 2006 comienza a aumentar hasta el año 2015, cuando llega a 14.758 km y después no vuelve a crecer.

Con respecto a la distribución troncal la longitud total aumenta durante todo el periodo, pasando de 11.852 km en el año 2000 a 20.296 km en 2019. El crecimiento en cada región es distinto, siendo la región Cuyo la de menor crecimiento porcentual y la región NEA la de mayor, seguida por la región NOA. La región Buenos Aires es la de mayor longitud.

Gráfico A.5.10 - Longitud de líneas de transporte por región (km)²⁹

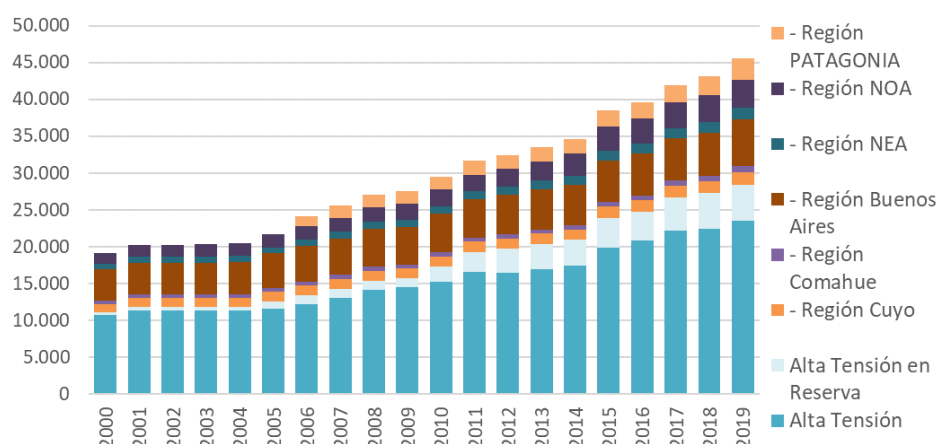


Fuente: elaboración propia a partir de Cammesa

Con respecto a la evolución de la potencia de los transformadores, se observa un aumento en alta tensión, pasando de 10.750 MVA en el año 2000 a 23.455 MVA en 2019. El aumento de la reserva de alta tensión es más significativo, partiendo de 400 MVA en el 2000 y alcanzando 4.985 MVA en 2019. En el caso de la distribución troncal, la potencia aumenta de 8.017 MVA a 17.128 MVA, siendo la región NOA la de mayor crecimiento relativo y la región Buenos Aires la de menor.

²⁹ Se incorpora el Área Patagonia al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) desde 2006.

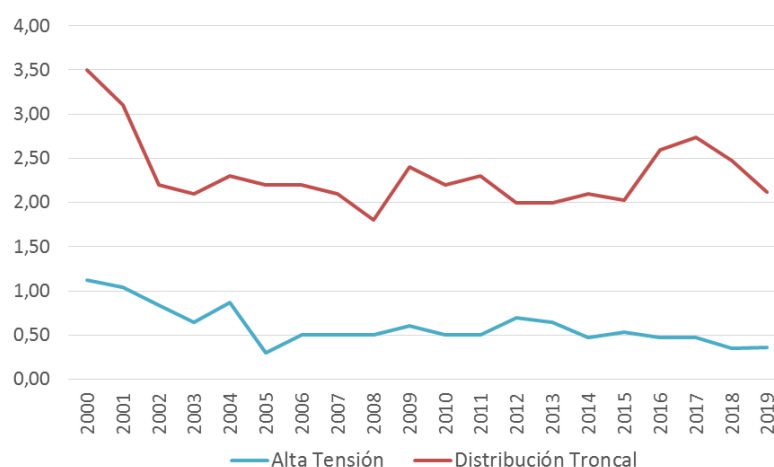
Gráfico A.5.11 - Potencia de transformadores por región (MVA)



Fuente: elaboración propia a partir de Cammesa

En el siguiente gráfico se presenta la evolución del desempeño operativo de las líneas de alta tensión y de distribución troncal. En el caso de alta tensión, se observa una tendencia decreciente en el número de fallas cada 100 km, ubicándose, a partir de 2002, siempre por debajo de uno. Por el lado de la distribución troncal promedio también se registra una tendencia decreciente, aunque con mayores alternancias.

Gráfico A.5.12 - Desempeño operativo las de líneas de transporte (n° de fallas/100 km-año)



Fuente: elaboración propia a partir de Cammesa

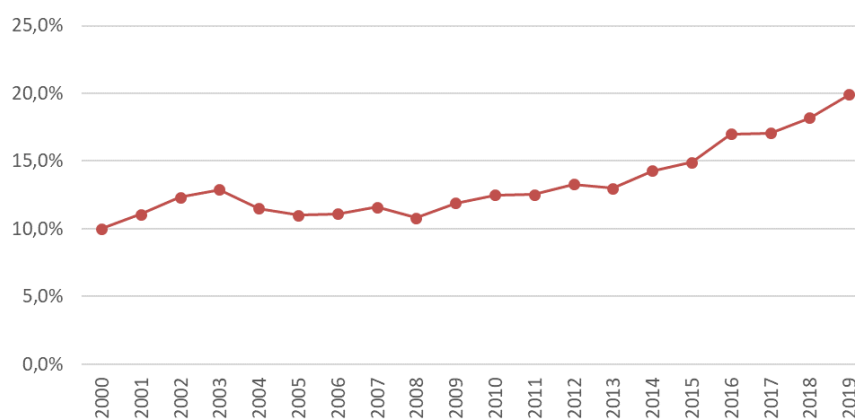
Distribución

Las pérdidas de distribución (técnicas y no técnicas) es una información que poseen las distribuidoras. No se han encontrado series completas y homogéneas para el periodo de análisis del promedio país ni por distribuidora. Adeera recopila la información de las distribuidoras asociadas pero el dato de pérdidas no está relevado entre los años 2003 y 2010 y en los demás años, los datos de algunas distribuidoras son de años anteriores.

En el año 2019, las pérdidas promedio de 39 distribuidoras que representan el 73% de la energía total vendida fueron de 13,4%. Hay distribuidoras con valores mayores a 20% y algunas menores a 5%.

Según datos de la Secretaría de Energía, que hasta el 2007 recopilaba las pérdidas, el promedio del país entre el 2000 y 2007 fue de 13,4%, mismo valor que en el 2019. En el caso de Edenor, se tiene la evolución entre 2000 y 2019 y se observa una tendencia creciente pasando del 10% en el 2000 a 19,9% en 2019. Entre el 2000 y 2013 crece a una tasa promedio de 2,0% y entre 2013 y 2019, el crecimiento es más pronunciado, a 7,4%. Este aumento se debe probablemente al incremento de las pérdidas no técnicas, ya que la configuración de la red no cambia tan rápidamente. Edenor es la distribuidora que concentra el mayor porcentaje de energía vendida y en 2019 representó el 15%.

Gráfico A.5.13 - Pérdidas de distribución Edenor (%)



Fuente: elaboración propia a partir de Adeera y Edenor

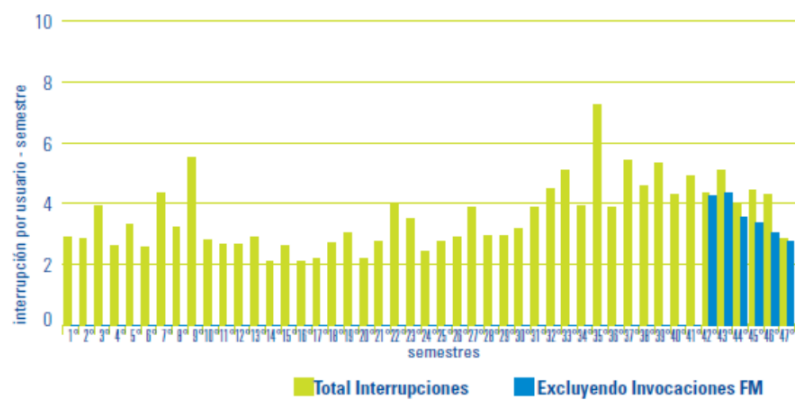
Para el control de la calidad del servicio técnico, el ENRE utiliza dos indicadores de uso internacional:

- SAIFI: Frecuencia media de interrupción por usuario - Fc - (o system average interruption frequency index) = $\frac{\text{total de usuarios interrumpidos en "n" interrupciones}}{\text{total de usuarios abastecidos [Interrupciones/usuario- semestre]}}$
- SAIDI: Tiempo total de interrupción por usuario - Tc - (o system average interruption duration index) = $\frac{\text{total de horas-usuario interrumpidos en "n" interrupciones}}{\text{total de usuarios abastecidos [horas/usuario- semestre]}}$

A continuación se muestra la evolución de estos indicadores para Edenor y Edesur (distribuidoras bajo la jurisdicción del ENRE). El SAIFI en el caso de Edenor presenta una tendencia creciente hacia mediados del periodo y en los últimos años comienza a disminuir levemente. En Edesur se observa un crecimiento en los primeros años y luego

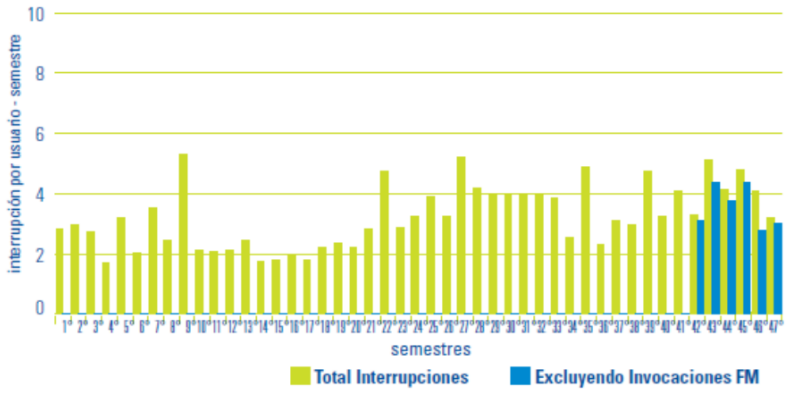
se mantiene relativamente constante. Con respecto al SAIDI, tanto para Edenor y Edesur se observa un claro crecimiento en el periodo, a excepción de los últimos años que pareciera comenzar una tendencia decreciente, pero sin llegar todavía a los niveles del comienzo del periodo.

Gráfico A.5.14 - SAIFI Edenor (Interrupciones/usuario semestre)



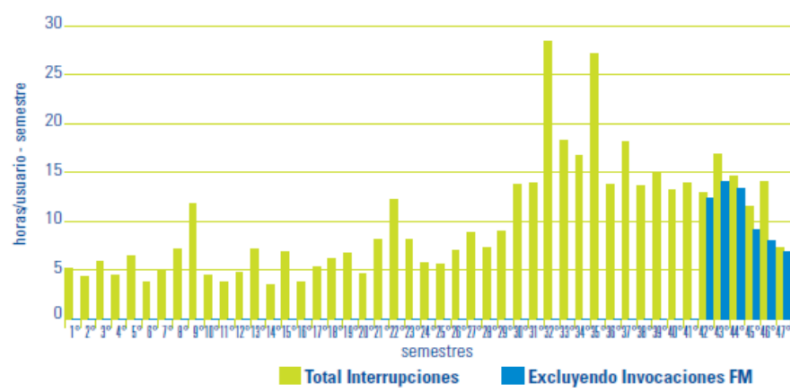
Fuente: Informa Anual ENRE 2019

Gráfico A.5.15 - SAIFI Edesur (Interrupciones/usuario semestre)



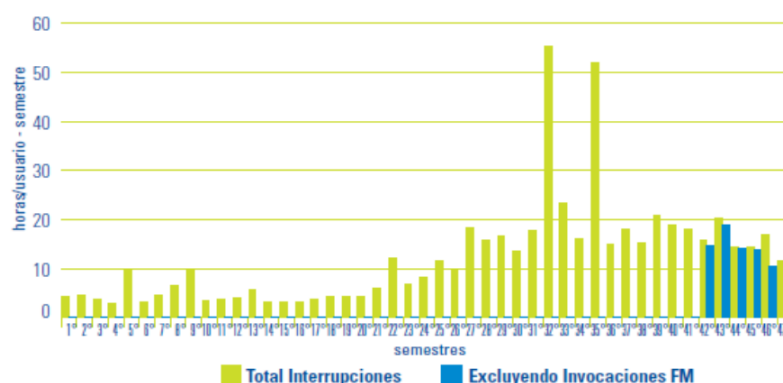
Fuente: Informa Anual ENRE 2019

Gráfico A.5.16 - SAIDI Edenor (horas/usuario semestre)



Fuente: Informa Anual ENRE 2019

Gráfico A.5.17 - SAIDI Edesur (horas/usuario semestre)



Nota: 1- El valor del SAIDI en el semestre 32 asciende a 55,294 horas/usuario-semester.
2- El valor del SAIDI en el semestre 35 asciende a 52,052 horas/usuario-semester.

Fuente: Informa Anual ENRE 2019

El ENRE también publicaba los datos de Edelap, hasta 2011, cuando deja de estar bajo jurisdicción del ENRE. Otras distribuidoras (EPEC, EPE Santa Fe, EDEMSA) también utilizan estos indicadores, pero no se han encontrado los datos para el periodo de análisis.

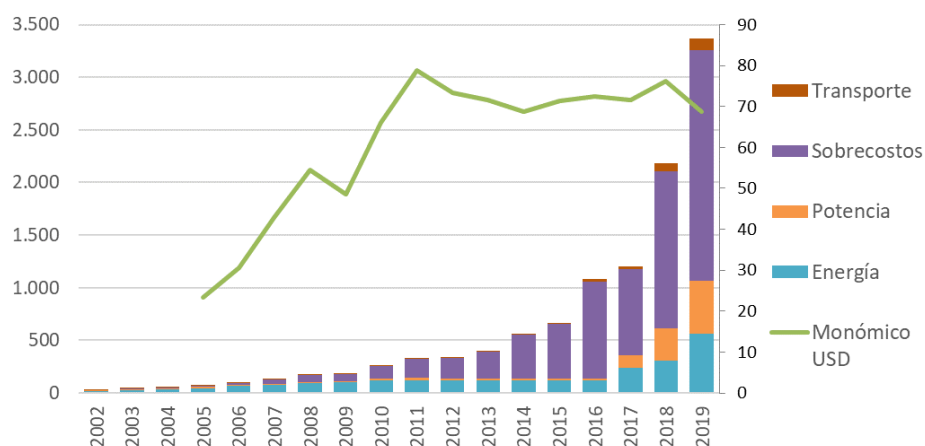
Precios

En el siguiente gráfico se presenta la evolución del precio monómico medio (costo de producción) en pesos constantes de 2019, así como su composición. Pasa de \$490 en el año 2000 a \$3.370 en 2019. Casi todos los años aumenta, aunque se registran caídas en algunos años. Al comienzo del periodo, la mayor parte del precio está compuesta por la componente de energía, pero luego comienza a ser cada vez más importante la correspondiente a sobrecostos³⁰.

El valor del precio monómico en USD/MWh, tiene un comportamiento un poco distinto, habiendo periodos más marcados de crecimiento y de descenso, sobre todo a partir del año 2011.

³⁰ Incluye Sobrecostos Contratos Abastecimiento MEM, Sobrecostos por uso de combustible, Sobrecosto Transitorio de despacho.

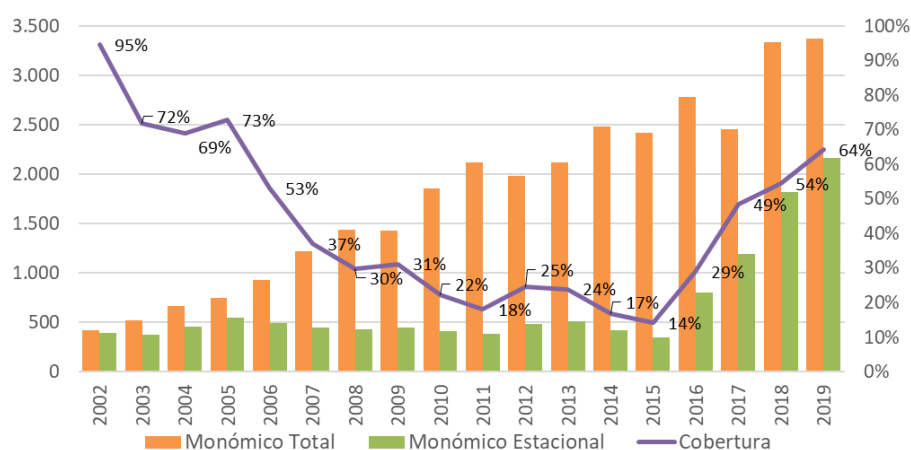
Gráfico A.5.18 - Precio monómico medio (\$ constantes 2019/MWh y USD constantes 2019/MWh)



Fuente: elaboración propia a partir de Cammesa

Comparando el precio monómico medio con el estacional (lo que pagan las empresas distribuidoras), se observa que la cobertura disminuye desde el comienzo del periodo pasando de ser el 95% en el 2000 hasta un mínimo de 14% en 2015. A partir de este momento comienza a aumentar hasta llegar al 64% en 2019.

Gráfico A.5.19 - Precio monómico medio y estacional (\$ constantes 2019/MWh)



Fuente: elaboración propia a partir de Cammesa

A.6 Energía Nuclear

En Argentina existen 3 plantas nucleares que aportan alrededor del 6% de la generación de electricidad anual:

- Atucha I: 362 MWe – Uranio levemente enriquecido (0,85%) y agua pesada – Tecnología de recipiente de presión (PHWR) – En operación desde 1974.

- Embalse: 656 MWe – Uranio natural y agua pesada – Tecnología de tubos de presión (CANDU) – En operación desde 1984 y en 2019 finalizó su extensión de vida, por lo que se encuentra en su segundo ciclo operativo por 30 años más.
- Atucha II: 745 MWe – Uranio natural y agua pesada - Tecnología de recipiente de presión (PHWR) – En operación desde 2014.

Hasta 1992 el uranio utilizado para la fabricación de los combustibles nucleares era producido en el país. En ese año se comienza a importar por cuestiones económicas y en 1997 se cierra finalmente la producción doméstica. Hoy en día se importan alrededor de 220 toneladas por año para el funcionamiento de las 3 centrales. Argentina tiene recursos de uranio identificados en distintos yacimientos en Mendoza, Chubut, Salta, Río Negro³¹. Sin embargo, existen leyes provinciales restrictivas que limitan la actividad y en algunos casos directamente se encuentra prohibida.

En este momento está en construcción el prototipo del CAREM, primer reactor nuclear de potencia íntegramente diseñado y construido en la Argentina, correspondiente al segmento de reactores modulares de baja y media potencia. Esta primera versión de los reactores tipo CAREM será capaz de generar 32 MW y la CNEA avanza en el diseño conceptual del que será el módulo comercial del CAREM, el cual tendrá una potencia mayor (de entre 100 y 120 MW).

Además, se prevé la construcción de la cuarta central nuclear (Atucha III) de 1.200 MW con uranio enriquecido y agua liviana y de tecnología y financiamiento chino. También se construiría una quinta central con uranio natural y agua pesada. Cabe aclarar que estos proyectos fueron postergados luego del acuerdo inicial en 2014 y todavía no es claro cómo continuarán. Lo que sí se puede afirmar es la existencia de un conglomerado científico – industrial dedicado a la energía nuclear con numerosos recursos humanos formados y diversas instituciones y empresas (CNEA, NASA, INVAP, CONUAR, DIOXITEK, ENSI), que permiten el desarrollo nacional de proyectos nucleares.

A.7 Energía Hidráulica

Al año 2019 la potencia instalada en generación hidráulica era de 10.812 MW, repartidas en 22 centrales (mayores a 50 MW). Existen dos centrales binacionales: Yacyretá (compartida con Paraguay) y Salto Grande (compartida con Uruguay) de 3.200 MW y 1.890 MW respectivamente, de las cuales la mitad de la potencia corresponde a Argentina. La región del Comahue posee 7 centrales que totalizan 4.725 MW. Estas 9

³¹ En total los recursos razonablemente asegurados son 10.980 toneladas y los recursos inferidos 20.705 toneladas, en ambos casos con un precio menor o igual a 130 USD/kg. (Dirección de Economía Minera, 2016).

centrales conforman casi el 80% de la potencia instalada. En 2019 la generación hidráulica aportó el 26,9% de la electricidad total.

La potencia instalada pasó de 9.445 MW en el año 2000 a 10.812 MW en el 2019, es decir una adición de 1.367 MW en 19 años.

Según la Secretaría de Energía al momento hay un proyecto en ejecución: Represas Río Santa Cruz (La Barrancosa y Cóndor Cliff) de 1.310 MW (con un avance del 15%). De acuerdo a los Escenarios Energéticos 2030 de la Secretaría de Energía se prevén incorporar los siguientes proyectos:

Cuadro A.7.1 – Proyectos hidroeléctricos a incorporar

Escenario de incorporación hidroeléctrica	MW	Año de ingreso
Aña Cuá	276	2022
La Barrancosa	360	2023
Cóndor Cliff	950	2024
El Tambolar	70	2025
Portezuelo del Viento	210	2026
Chihuido I	637	2027
Total Hidroeléctrica	2.503	

Fuente: Escenarios Energéticos 2030 (Secretaría de Gobierno de Energía, 2019)

Además, existen 69 proyectos en cartera de más de 30 MW en distinta etapa que totalizan una potencia de 19.988 MW:

Cuadro A.7.2 – Proyectos hidroeléctricos en cartera

Etapas de avance del proyecto	Cantidad	Potencia MW	Energía Anual (GWh/año)
Proyecto básico	8	5.246	28.870
Factibilidad	3	1.333	3.641
Prefactibilidad	22	7.824	38.724
Inventario	36	5.585	24.601
	69	19.988	95.836

Fuente: Potencial y desarrollo hidroeléctrico argentino (Malinow, 2013)

Es decir que existe un potencial hidroeléctrico significativo, pero en los últimos años la incorporación de potencia ha sido limitada.

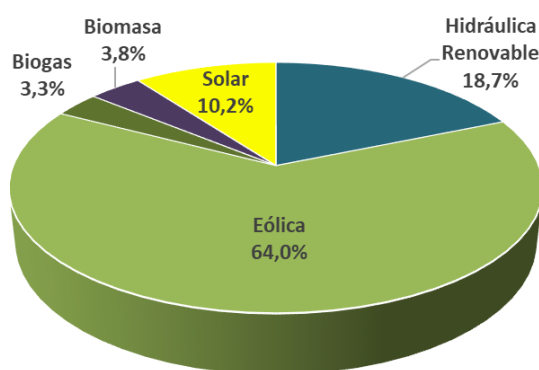
A.8 Energías Renovables

Dentro de las energías renovables se incluyen: eólica, solar, biomasa, biogás e hidráulica renovable³². Durante casi todo el periodo, tanto la potencia instalada como la generación renovable representaron entre el 1% y 2% del total. En el año 2018 comienza a aumentar su participación y al año 2019 la potencia instalada era de 2.591 MW (6,5% de la potencia total) distribuidos de la siguiente forma:

- Eólica: 1.609 MW
- Solar: 439 MW
- Biomasa: 2 MW
- Biogás: 44 MW
- Hidráulica renovable: 498 MW

En el año 2019 la generación renovable representó el 6% de la generación total y se repartió de la siguiente forma:

Gráfico A.8.1 - Generación renovable Año 2019 (%)



Fuente: elaboración propia a partir de Cammesa

El impulso a la generación renovable comienza a ser mayor a partir del año 2015 con la promulgación de la Ley N°27.191, que establece los porcentajes de la demanda total que debe ser cubierta con renovables desde el 2017, llegando al 20% en el año 2025 (también aplica para las demandas de los Grandes Usuarios (GU) del MEM). Para cumplir con estos objetivos, a partir del 2016 comienzan las convocatorias para las distintas rondas del Programa Renovar, obteniéndose los siguientes resultados:

³² Según la Ley 27.191 se considera renovable a los pequeños aprovechamientos hidráulicos de una potencia menor a 50 MW.

Cuadro A.8.1 –Potencia renovable adjudicada a partir del Programa Renovar

	Eólica		Solar		Biomasa		Biogás		Hidro Renovable		Total	
Programa	Cant.	Pot. MW	Cant.	Pot. MW	Cant.	Pot. MW	Cant.	Pot. MW	Cant.	Pot. MW	Cant.	Pot. MW
Ronda 1 Res. MEyM N° 213/16	12	707	4	400	2	14	6	8	5	11	29	1.140
Ronda 1.5 Res. MEyM N° 281/16	10	765	20	516							30	1.281
Res. MEyM N° 202/16	7	445	2	10	1	45					10	500
Renovar 2 Res. MEyM N° 275/2017	12	666	17	557	16	117	34	48	9	21	88	1.409
Renovar 2 Fase II		328		259		26		21				634
Renovar 3 Miniren Res. SEG N° 100/18	10	129	13	97	2	9	7	18	6	7	38	260
Total	51	3.040	56	1.839	21	211	47	95	20	39	195	5.224

Fuente: elaboración propia a partir de Secretaría de Energía

También, a través de la Resolución MEyM 281/17 de agosto de 2017, se reglamentó el régimen del Mercado a Término de Energías Renovables (MATER) estableciendo las condiciones para que los GU del MEM y los Grandes Usuarios de Distribución (GUDI) cumplan con su obligación de abastecimiento de su demanda a través de fuentes renovables mediante de la contratación individual en el MATER o por autogeneración de fuentes renovables.

Además, desde el año 1999 se desarrolla el Proyecto Energías Renovables en Mercado Rurales (PERMER), de alto contenido social, cuyo primer objetivo fue el abastecimiento de electricidad a partir de fuentes renovables a hogares rurales que se encuentran fuera del alcance de los centros de distribución de energía. Posteriormente se agregó el abastecimiento térmico en agua caliente, calefacción y cocción, fundamentalmente a las escuelas.

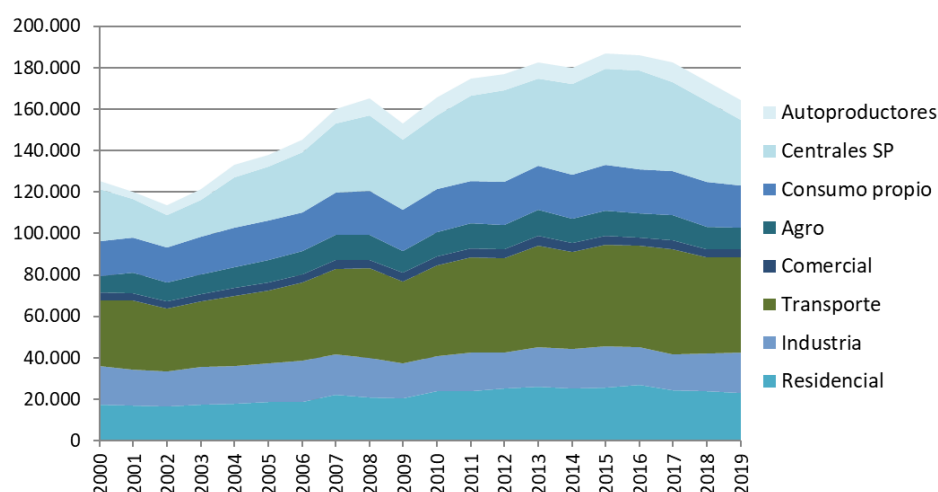
Argentina cuenta con un gran potencial de recursos renovables eólico, solar, biomasa, biogás e hidráulico renovable. Es necesario que se realicen estudios para determinar el potencial técnico y económico de las fuentes renovables en todo el territorio nacional.³³

A.9 Emisiones

A partir de la información del BEN y los factores de emisión del Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC), se pueden calcular las emisiones de CO₂ del sector energético.

³³ En la actualidad existen solamente mapas de viento para el recurso eólico, mapas de radiación para el recurso solar, cuantificaciones de los recursos de biomasa y biogás (del año 2020) y un catálogo de pequeños aprovechamientos hidráulicos del año 2008.

Gráfico A.9.1 – Emisiones de CO₂ por sector (Gg CO₂)



Fuente: elaboración propia a partir de serie de BEN de la Secretaría de Energía

Se observa que las emisiones totales pasan de 125 mil Gg en el año 2000 a 164 mil Gg en 2019. Los años de crisis (2001-2002 y 2009) se registran reducciones, coincidentes con la caída del consumo de energía. A partir del 2015 comienzan a disminuir, producto de la reducción del consumo y en el año 2019, también por la menor generación de electricidad. También influye la menor utilización de gasoil y fuel oil en la generación y el aumento de la generación renovable. La generación eólica y solar en el año 2019 disminuyen en un 1,4% las emisiones totales³⁴.

La mayor contribución a las emisiones está dada durante todo el periodo por el sector transporte, aunque también crecen en importancia las aportadas por las centrales del Servicio Público (en parte por la mayor utilización de fuel oil y gasoil). En menor medida le siguen industrial, residencial y consumo propio.

³⁴ Se consideraron las emisiones que se hubiesen generado si la generación hubiese sido térmica, con la participación del gas natural, gasoil y fuel oil propia de dicho año.

Bibliografía

- Abdullah, F. Bin, Iqbal, R., Hyder, S. I., & Jawaid, M. (2020). Energy security indicators for Pakistan: An integrated approach. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 133(July), 110122. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110122>
- Ang, B. W., Choong, W. L., & Ng, T. S. (2015a). A framework for evaluating Singapore's energy security. *Applied Energy*, 148, 314–325. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.03.088>
- Ang, B. W., Choong, W. L., & Ng, T. S. (2015b). Energy security: Definitions, dimensions and indexes. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 42, 1077–1093. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.064>
- APERC. (2007). *A quest for energy security in the 21st century: Resources and constraints*. Institute of Energy Economics, Japan. https://aperc.or.jp/file/2010/9/26/APERC_2007_A_Quest_for_Energy_Security.pdf
- Augutis, J., Krikstolaitis, R., Martisauskas, L., & Peculyte, S. (2012). Energy security level assessment technology. *Applied Energy*, 97, 143–149. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2011.11.032>
- Azzuni, A., & Breyer, C. (2018). Definitions and dimensions of energy security: a literature review. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, 7(1), 1–34. <https://doi.org/10.1002/wene.268>
- Barone, F., & Dubrovsky, H. (2020). *Diagnóstico del sector eléctrico*. https://eficienciaenergetica.net.ar/img_publicaciones/11111602_14-DiagnosticoSectorElctrico.pdf
- Billi, M., & Urquiza, A. (2020). *Seguridad hídrica y energética en América Latina y el Caribe: Definición y aproximación territorial para el análisis de brechas y riesgos de la población*. Cepal. <https://www.cepal.org/es/publicaciones/46408-seguridad-hidrica-energetica-america-latina-caribe-definicion-aproximacion>
- Bravo, V. (2018). *Política Energética Argentina durante el periodo 2014 a 2018*. <https://fundacionbariloche.org.ar/wp-content/uploads/2021/06/IDEE-2018-02-1.pdf>
- Bruusgaard, K. V. (2007). *Protecting the energy weapon – new tasks for the Russian armed forces ?* (Issue November 2006). <https://www.ffi.no/en/publications-archive/protecting-the-energy-weapon-new-tasks-for-the-russian-armed-forces>
- CEPAL. (2018). *Análisis y evaluación del caso de México*. <https://www.cepal.org/es/publicaciones/44366-seguridad-energetica-analisis-evaluacion-caso-mexico>
- Cherp, A., & Jewell, J. (2011). The three perspectives on energy security: Intellectual history, disciplinary roots and the potential for integration. *Current Opinion in Environmental Sustainability*, 3(4), 202–212. <https://doi.org/10.1016/j.cosust.2011.07.001>

- Cherp, A., & Jewell, J. (2014). The concept of energy security: Beyond the four as. *Energy Policy*, 75, 415–421. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.09.005>
- Chuang, M. C., & Ma, H. W. (2013). An assessment of Taiwan's energy policy using multi-dimensional energy security indicators. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 17, 301–311. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.09.034>
- Dirección de Economía Minera. (2016). Situación actual y perspectivas: Mercado del Uranio. In *Seminario Biodiversidad; un enfoque global*. https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/diciembre_2016_-_informe_especial_de_uranio_0.pdf
- Gasser, P. (2020). A review on energy security indices to compare country performances. *Energy Policy*, 139(August 2019), 111339. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111339>
- Global Energy Institute, & U.S Chamber of Commerce. (2020). *Assessing Risk in a Global Energy Market* (Issue International Index of Energy Security Risk 2018 Edition). https://www.globalenergyinstitute.org/sites/default/files/2020-04/iesri-report_2020_4_20_20.pdf
- Hughes, L. (2006). Preparing for the peak: Energy security and Atlantic Canada. *Technology*, April. <http://dclh.electricalandcomputerengineering.dal.ca/environment/2006/ERG200606.pdf>
- IEA. (2014). Oil Supply Security: Emergency Response of IEA Countries 2007. *Energy Supply Security: Emergency Response of IEA Countries 2014*. <https://doi.org/10.1787/9789264040045-en>
- Jewell, J. (2011). *The IEA Model of Short-term Energy Security (MOSES): primary energy sources and secondary fuels*. <https://www.iea.org/reports/the-iea-model-of-short-term-energy-security>
- Kleber, D. (2009). The US Department of Defense: valuing energy security. In *Journal of Energy Security* (Vol. 18). http://www.ensec.org/index.php?option=com_content&id=196:the-us-department-
- Konoplyanik, a, & Walde, T. (2006). Energy Charter Treaty and its role in international energy. *J. Energy Nat. Resources L.*, 24(4), 523–558. http://konoplyanik.ru/ru/publications/articles/417_Energy_Charter_Treaty_and_its_Role_in_International_Energy.pdf
- Lovins, A. B., & Lovins, H. L. (1981). *Energy policies for resilience and national security*.
- Malinow, G. V. (2013). Potencial y Desarrollo hidroeléctrico argentino. *Mimeo*, 1–43. https://web.iae.org.ar/wp-content/uploads/2013/07/2013-potencial-y-desarrollo-hidroelectrico-argentino_G.Malinow_Rev-0.pdf
- Martchamadol, J., & Kumar, S. (2012). An aggregated energy security performance indicator. *Applied Energy*, 103, 653–670. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.10.027>

- Narula, K. (2014). Is sustainable energy security of India increasing or decreasing? *International Journal of Sustainable Energy*, 33(6), 1054–1075. <https://doi.org/10.1080/14786451.2013.811411>
- Narula, K., & Reddy, B. S. (2016). A SES (sustainable energy security) index for developing countries. *Energy*, 94, 326–343. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.10.106>
- Navarrete, J. E. (2008). *Seguridad energética, ¿para quién?* La Jornada; La Jornada. <https://www.jornada.com.mx/2008/05/29/index.php?section=opinion&article=022a1pol>
- OLADE/CEPAL/GTZ. (2003). *Energía y desarrollo sustentable en América Latian y el Caribe: Guía para la formulación de políticas energéticas*. <https://www.cepal.org/es/publicaciones/27838-energia-desarrollo-sustentable-america-latina-caribe-guia-la-formulacion>
- Radovanović, M., Filipović, S., & Pavlović, D. (2017). Energy security measurement – A sustainable approach. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 68, 1020–1032. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.02.010>
- Secretaría de Gobierno de Energía. (2019). *Escenarios Energéticos 2030*. https://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/planeamiento/2019-11-14_SsPE-SGE_Documento_Escenarios_Energeticos_2030_ed2019_pub.pdf
- Sovacool, B. K., & Mukherjee, I. (2011). Conceptualizing and measuring energy security: A synthesized approach. *Energy*, 36(8), 5343–5355. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2011.06.043>
- Sovacool, B. K., Mukherjee, I., Drupady, I. M., & D’Agostino, A. L. (2011). Evaluating energy security performance from 1990 to 2010 for eighteen countries. *Energy*, 36(10), 5846–5853. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2011.08.040>
- United Nations Development Programme. (2000). *World Energy Assessment - Energy and the challenge of sustainability*. <https://doi.org/10.2105/ajph.64.12.1166-b>
- Vivoda, V. (2010). Evaluating energy security in the Asia-Pacific region: A novel methodological approach. *Energy Policy*, 38(9), 5258–5263. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.05.028>

Páginas web consultadas

ADEERA: <https://www.adeera.org.ar/>

CAMMESA: <https://cammesaweb.cammesa.com/>

EDELAP: <https://www.edelap.com.ar/>

EDEMSA: <https://www.edemsa.com/>

EDENOR: <https://www.edenor.com/>

EDESUR: <https://www.edesur.com.ar/>

ENARGAS: <https://www.enargas.gob.ar/>

ENRE: <https://www.argentina.gob.ar/enre>

EPE Santa Fe: <https://www.epe.santafe.gov.ar/>

EPEC: <https://www.epec.com.ar/>

Nucleoeléctrica Argentina: <https://www.na-sa.com.ar/>

IEA: <https://www.iea.org/>

INDEC: <https://www.indec.gob.ar/>

Secretaría de Energía: <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia>

SIELAC OLADE: <https://sielac.olade.org/>