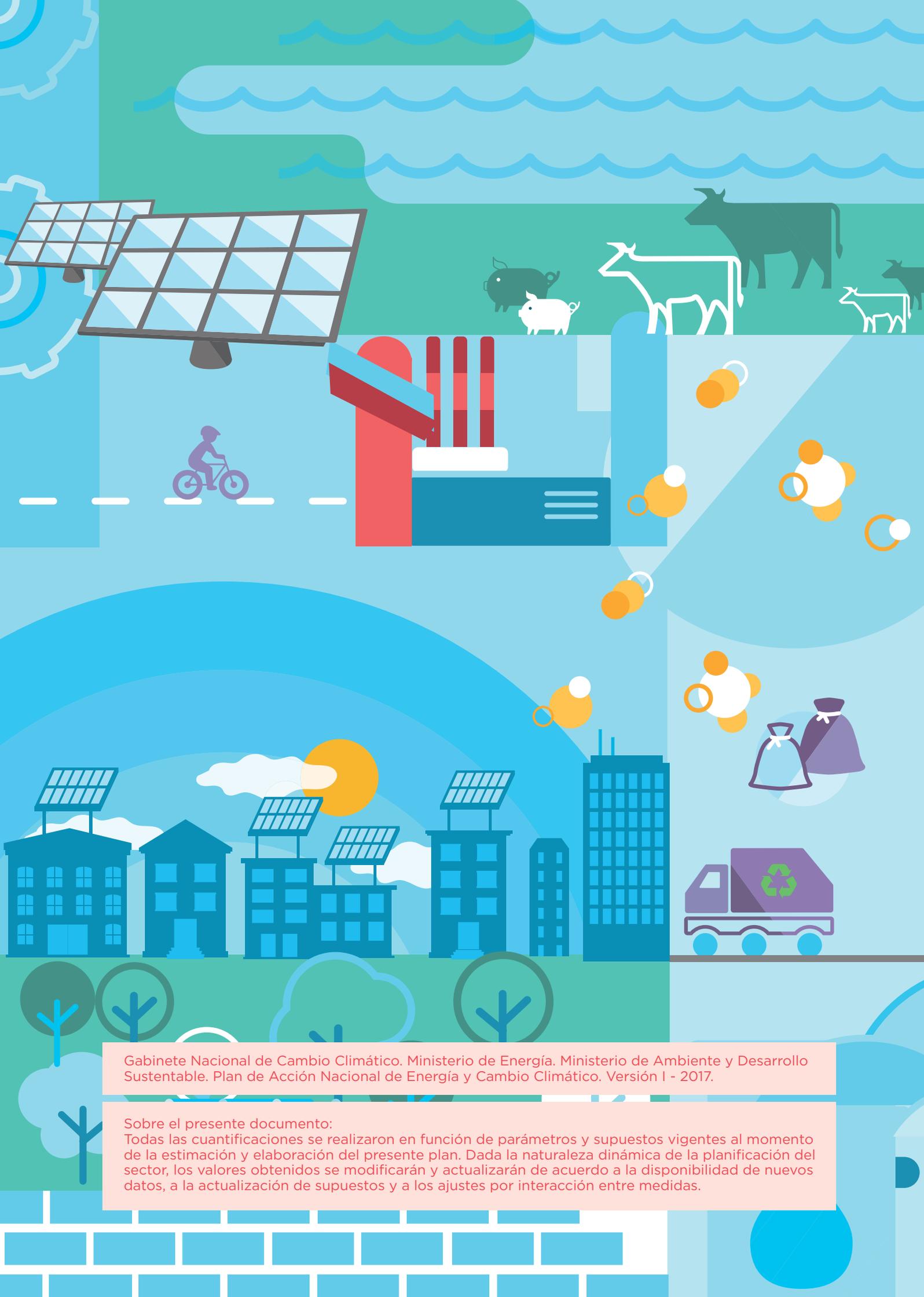




PLAN DE ACCIÓN NACIONAL DE ENERGÍA Y CAMBIO CLIMÁTICO

VERSIÓN 1 - 2017





Gabinete Nacional de Cambio Climático. Ministerio de Energía. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable. Plan de Acción Nacional de Energía y Cambio Climático. Versión I - 2017.

Sobre el presente documento:

Todas las cuantificaciones se realizaron en función de parámetros y supuestos vigentes al momento de la estimación y elaboración del presente plan. Dada la naturaleza dinámica de la planificación del sector, los valores obtenidos se modificarán y actualizarán de acuerdo a la disponibilidad de nuevos datos, a la actualización de supuestos y a los ajustes por interacción entre medidas.

Índice

Índice de figuras	5
Índice de tablas	6
Siglas	7
Resumen ejecutivo	8
Introducción	14
Antecedentes: marco legal internacional	14
Contribución Nacional Argentina	15
Arreglos institucionales y metodología de trabajo	17
Avances del plan de trabajo del Gabinete Nacional de Cambio Climático 2017: planes sectoriales	18
Actualización y mejora continua del Plan de Acción	20
1. El sector energía	21
1.1 El cambio climático y el sector energía	23
1.1.1 Consumo de combustibles y emisiones de gases de efecto invernadero	23
1.1.2 Impactos del cambio climático y adaptación	26
2. Visión, alcance y objetivos del Plan de Acción	28
2.1 Visión	28
2.2 Alcance	28
2.3 Objetivos al 2030	28
2.4 Escenarios considerados	28
3. Medidas de mitigación del Plan de Acción	31
3.1 Eje de oferta de energía: medidas de mitigación	34
3.1.1 Generación eléctrica a partir de fuentes renovables no convencionales conectadas a la red	34
3.1.2 Generación eléctrica distribuida	36
3.1.3 Corte con biocombustibles	38
3.1.4 Generación hidroeléctrica	40
3.1.5 Generación nuclear	42
3.1.6 Generación eléctrica aislada de la red	46
3.1.7 Sustitución de fósiles con mayor factor de emisión por gas natural en la generación eléctrica	47
3.1.8 Mejora en la eficiencia de centrales térmicas	47
3.2 Eje de demanda de energía: medidas de mitigación	48
3.2.1 Economizadores de agua	48
3.2.2 Calefones solares	49
3.2.3 Alumbrado público	50
3.2.4 Eficiencia en electrodomésticos	53
3.2.5 Bombas de calor	55
3.2.6 Envolvente térmica en edificios	56
3.2.7 Calefones eficientes	58
3.2.8 Iluminación residencial	59
4. Medidas de adaptación	60
5. Pasos a seguir	60
Bibliografía y fuentes	61
Anexos	63
Anexo I: Información sobre el sector energía	63
Anexo II: Categorías del Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero relevantes para el sector energía	83

Índice de figuras

Figura 1. Proceso de desarrollo de la Contribución Nacional.	8
Figura 2. Participación del sector energía, atribuible a MINEM, en las emisiones totales de Gases de Efecto Invernadero (INGEI 2014).	9
Figura 3. Visión, alcance y objetivos del Plan de Acción.	10
Figura 4. Estructura del Plan de Acción.	11
Figura 5. Hitos de la Argentina en cambio climático.	15
Figura 6. Proceso de desarrollo de la Contribución Nacional.	15
Figura 7. Meta de mitigación presentada en la Contribución Nacional.	16
Figura 8. Instancias de trabajo del Gabinete Nacional de Cambio Climático (2016-2017).	17
Figura 9. Inventario nacional de gases de efecto invernadero por organismo de aplicación (2014).	18
Figura 10. Proceso de elaboración de los planes de acción sectoriales de cambio climático en el marco del Gabinete Nacional de Cambio Climático.	19
Figura 11. Sistema de Mapas de Riesgo del Cambio Climático.	20
Figura 12. Consumo final de energía por fuentes (2016).	21
Figura 13. Consumo final de energía por sector (2016).	22
Figura 14. Participación por fuente en la oferta interna total de energía (2016).	22
Figura 15. Potencia instalada (2016).	23
Figura 16. Emisiones totales de gases de efecto invernadero por sector IPCC (2014).	23
Figura 17. Inventario del sector energía (2014).	24
Figura 18. Evolución histórica de las emisiones por subsector (1990-2014).	25
Figura 19. Inventario de energía sin subsectores transporte e industria manufacturera.	25
Figura 20. Principales impactos del cambio climático en la Argentina.	26
Figura 21. Visión, alcance y objetivos del Plan de Acción.	28
Figura 22. Oferta interna total de energía 2030.	29
Figura 23. Fuentes de generación de energía eléctrica.	30
Figura 24. Estructura de Plan de Acción.	31
Figura 25. Aporte del sector nuclear a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.	44
Figura 26. Áreas de gestión de la información.	63
Figura 27. Participación de cada fuente en la oferta interna total de energía (2016).	64
Figura 28. Evolución de la oferta interna total de energía (1960-2016).	65
Figura 29. Evolución de la producción de petróleo por cuenca (2007-2016).	66
Figura 30. Evolución de la producción de petróleo por tipo de recurso (2007-2016).	66
Figura 31. Evolución de la producción de gas natural por cuenca (2007-2016).	67
Figura 32. Evolución de la producción de gas natural por tipo de recurso (2007-2016).	68
Figura 33. Contenido energético de subproductos obtenidos en refinerías (2016).	69
Figura 34. Evolución de la oferta interna y del comercio exterior de gas natural.	71
Figura 35. Gas natural entregado por tipo de usuario (2016).	71
Figura 36. Distribución del gas natural entregado por tipo de usuario (enero y julio de 2016).	72
Figura 37. Evolución de la producción, de las ventas y de las exportaciones de biodiésel (2008-2016).	73
Figura 38. Evolución de la producción y de las ventas de bioetanol (2009-2016).	73
Figura 39. Potencia instalada (2016).	74
Figura 40. Evolución de la generación eléctrica por tecnología (2007-2016).	75
Figura 41. Fuentes energéticas utilizadas para la generación eléctrica (2016).	75
Figura 42. Evolución de la balanza comercial energética (2007-2016).	76
Figura 43. Consumo final de energía por fuentes (2016).	77
Figura 44. Consumo final de energía por sector (2016).	78
Figura 45. Consumo final total de energía por sector y por fuente (2016).	78
Figura 46. Consumo final de energía del sector residencial por fuente (2016).	79
Figura 47. Consumo final de energía del sector comercial y público por fuente (2016).	80
Figura 48. Consumo final de energía del sector transporte por fuente (2016).	81
Figura 49. Consumo final de energía del sector agropecuario por fuente (2016).	82
Figura 50. Consumo final de energía del sector industrial por fuente (2016).	83

Índice de tablas

Tabla 1. Medidas previstas en el Plan de Acción.	12
Tabla 2. Emisión del sector energía según categoría.	26
Tabla 3. Principales medidas previstas para el sector energía hasta 2030.	32
Tabla 4. Reducciones consideradas y generación eléctrica a partir de la generación mediante fuentes renovables.	35
Tabla 5. Reducciones consideradas y generación eléctrica a partir de la generación distribuida.	37
Tabla 6. Reducciones consideradas y consumo de biodiésel y bioetanol a partir del corte con bio-combustibles.	38
Tabla 7. Reducciones y consumo de biodiésel y bioetanol según el objetivo adicional.	39
Tabla 8. Reducciones consideradas a partir de la generación hidroeléctrica.	40
Tabla 9. Reducciones consideradas a partir de la generación nuclear.	43
Tabla 10. Reducciones consideradas y actividad a partir de la implementación de la medida.	46
Tabla 11. Reducciones consideradas y viviendas alcanzadas por la medida de economizadores de agua.	48
Tabla 12. Reducciones consideradas, viviendas alcanzadas y colectores acumulados a partir de la implementación de calefones solares.	50
Tabla 13. Reducciones consideradas y tecnología utilizada en el alumbrado público.	51
Tabla 14. Reducciones consideradas a partir de la incorporación de electrodomésticos eficientes.	53
Tabla 15. Reducciones consideradas y cantidad de equipos a partir de la incorporación de bombas de calor.	55
Tabla 16. Reducciones consideradas y cantidad de viviendas alcanzadas por la mejora de la envolvente térmica.	56
Tabla 17. Reducciones consideradas y porcentaje de equipos eficientes.	58
Tabla 18. Reducciones consideradas y porcentaje de iluminación LED.	59
Tabla 19. Evolución de la oferta interna total de energía (2007-2016).	64
Tabla 20. Evolución de la producción de petróleo por cuenca (2007-2016).	65
Tabla 21. Evolución de la producción de petróleo por tipo de recurso (2007-2016).	66
Tabla 22. Evolución de la producción de gas natural por cuenca (2007-2016).	67
Tabla 23. Evolución de la producción de gas natural por tipo de recurso (2007-2016).	68
Tabla 24. Balance de transformación en centros de refinación (2007-2016).	69
Tabla 25. Evolución de las ventas al mercado interno de los principales derivados del petróleo (2007-2016).	70
Tabla 26. Evolución de la oferta interna y del comercio exterior de gas natural (2007-2016).	70
Tabla 27. Evolución del gas natural entregado por tipo de usuario en el total sistema (2007-2016).	71
Tabla 28. Evolución de la producción, de las ventas y de las exportaciones de biodiésel (2008-2016).	72
Tabla 29. Evolución de la producción y de las ventas de bioetanol (2009-2016).	73
Tabla 30. Balance del Mercado Eléctrico Mayorista (2007-2016).	74
Tabla 31. Evolución de la generación eléctrica por tecnología (2007-2016).	75
Tabla 32. Importaciones y exportaciones por producto (2016).	76
Tabla 33. Evolución del consumo final de energía por fuente (2007-2016).	77
Tabla 34. Evolución del consumo final de energía por sector (2007-2016).	77
Tabla 35. Evolución del consumo final de energía del sector residencial por fuente (2007-2016).	79
Tabla 36. Evolución del consumo final de energía del sector comercial y público por fuente (2007-2016).	80
Tabla 37. Evolución del consumo final de energía del sector transporte por fuente (2007-2016).	81
Tabla 38. Evolución del consumo final de energía del sector agropecuario por fuente (2007-2016).	82
Tabla 39. Evolución del consumo final de energía del sector industrial por fuente (2007-2016).	82



Siglas

BID	Banco Interamericano de Desarrollo	LFC	Lámparas fluorescentes compactas
BIRF	Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento	MAYDS	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable
BUR	<i>Biennial Update Report</i> / Informe Bienal de Actualización	MDL	Mecanismo para un Desarrollo Limpio
CAF	Banco para el Desarrollo de América Latina	MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico	MINEM	Ministerio de Energía y Minería
CAREM	Central Argentina de Elementos Modulares	NC	No convencional
CEED	Centro de Estudios de Energía para el Desarrollo	NDC	<i>Nationally Determined Contributions</i> / Contribución Nacionalmente Determinada
CENEREE	Centro de Energías Renovables y Eficiencia Energética	ONG	Organización No Gubernamental
CMNUCC	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático	ONU	Organización de las Naciones Unidas
CNEA	Comisión Nacional de Energía Atómica	OTBN	Ordenamiento Territorial de Bosques Nativos
COFEMA	Consejo Federal de Medio Ambiente	PAH	Pequeños aprovechamientos hidroeléctricos
CONICET	Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas	PANAGyCC	Plan de Acción Nacional de Agricultura, Ganadería y Cambio Climático
COP	Conferencia de las Partes	PANEyCC	Plan de Acción Nacional de Energía y Cambio Climático
DNCC	Dirección Nacional de Cambio Climático	PANIyCC	Plan de Acción Nacional de Industria y Cambio Climático
DOE	<i>Department of Energy</i> / Departamento de Energía de los Estados Unidos	PANTyCC	Plan de Acción Nacional de Transporte y Cambio Climático
EBISA	Emprendimientos Energéticos Binacionales S.A.	PCN	Primera Comunicación Nacional
EBY	Entidad Binacional Yacretá	PERMER	Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales
ENARSA	Energía Argentina Sociedad Anónima	PHWR	<i>Pressurized Heavy Water Reactor</i> / Reactor de Agua Pesada a Presión
ENGHo	Encuesta Nacional de Gastos de los Hogares	PLAE	Plan de Alumbrado Eficiente
EsIA	Estudio de Impacto Ambiental	PNA	Plan Nacional de Adaptación
FAO	<i>Food and Agriculture Organization</i> / Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura	PNUD	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
FODER	Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energías Renovables	PPP	Participación público-privada
FODIS	Fondo para la Generación Distribuida de Energías Renovables	PROBIOMASA	Proyecto para la Promoción de Energía Derivada de Biomasa
FOSOL	Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energía Solar Térmica	PRONUREE	Programa Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía
GEF	<i>Global Environment Facility</i> / Fondo para el Medio Ambiente Mundial	PWR	<i>Pressurized Water Reactor</i> / Reactor de Agua a Presión
GEI	Gases de efecto invernadero	RCP	<i>Representative Concentration Pathways</i> / Trayectorias de concentración representativas
GENREN	Programa de Generación de Energía Eléctrica a partir de Fuentes Renovables	SAP NT	Nuevas Tecnologías de Sodio de Alta Presión
GNCC	Gabinete Nacional de Cambio Climático	SCN	Segunda Comunicación Nacional
GNU	<i>General Public License</i>	SIMARCC	Sistema de Mapas de Riesgo del Cambio Climático
IAEA	<i>Atomic Energy Agency</i> / Organismo Internacional de Energía Atómica	SMR	<i>Small Modular Reactors</i> / Reactores Modulares Pequeños
INDC	<i>Intended Nationally Determined Contributions</i> / Contribución Prevista y Determinada a Nivel Nacional	TCN	Tercera Comunicación Nacional
INDEC	Instituto Nacional de Estadística y Censos	TG	Turbina de gas
INGEI	Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero	TV	Turbina de vapor
IPCC	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i> / Panel Intergubernamental de Cambio Climático	UBA	Universidad de Buenos Aires
IRAM	Instituto Argentino de Normalización y Certificación	UNaM	Universidad Nacional de Misiones
LED	<i>Light-emitting diode</i> / Diodo electroluminiscente	UNLP	Universidad Nacional de la Plata
		UTE	Unión Transitoria de Empresas
		YPF	Yacimientos Petrolíferos Fiscales

Resumen ejecutivo

Compromiso de la Argentina en materia de cambio climático

El Acuerdo de París establece el objetivo global de “mantener el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de 2 °C con respecto a los niveles preindustriales, y proseguir los esfuerzos para limitar ese aumento de la temperatura a 1,5 °C con respecto a los niveles preindustriales, reconociendo que ello reduciría considerablemente los riesgos y los efectos del cambio climático”.

En este marco, el Acuerdo convoca a las partes firmantes a presentar ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) sus

y costos de tecnología y de financiamiento para no exceder las 369 MtCO₂eq adicionalmente al 2030. Estas medidas adicionales no integran la Contribución Nacional pero definen el trabajo a futuro hacia el que se procurará avanzar junto con la comunidad internacional en pos de resolver los aspectos que fundamentan su condicionalidad, para incluirlas en la próxima Contribución Nacional.

La Contribución Nacional se logrará a través de la implementación de una serie de medidas de mitigación a lo largo de la economía, focalizando en los sectores de Energía, Agricultura, Bosques, Transporte, Industria e Infraestructura (incluyendo residuos sólidos urbanos). En materia de adaptación a los impactos del cambio climático, el país se comprometió a desarrollar un Plan Nacional de Adaptación (PNA) para el año 2019.

Figura 1. Proceso de desarrollo de la Contribución Nacional.



“Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional” (NDC, por sus siglas en inglés) como parte de la respuesta mundial frente al cambio climático, así como a realizar y comunicar esfuerzos ambiciosos con miras a alcanzar el propósito del Acuerdo.

La Argentina adoptó el Acuerdo de París bajo la CMNUCC mediante la Ley 27.270 y depositó el instrumento de ratificación ante el Secretario General de las Naciones Unidas el 21 de septiembre de 2016. Durante la vigésima segunda Conferencia de las Partes (COP22), realizada en Marruecos en noviembre de 2016, la Argentina presentó su Contribución Determinada a Nivel Nacional en su versión Revisada, que reemplazó a la Contribución Prevista y Determinada a Nivel Nacional (INDC, por sus siglas en inglés) del año 2015 (Figura 1).

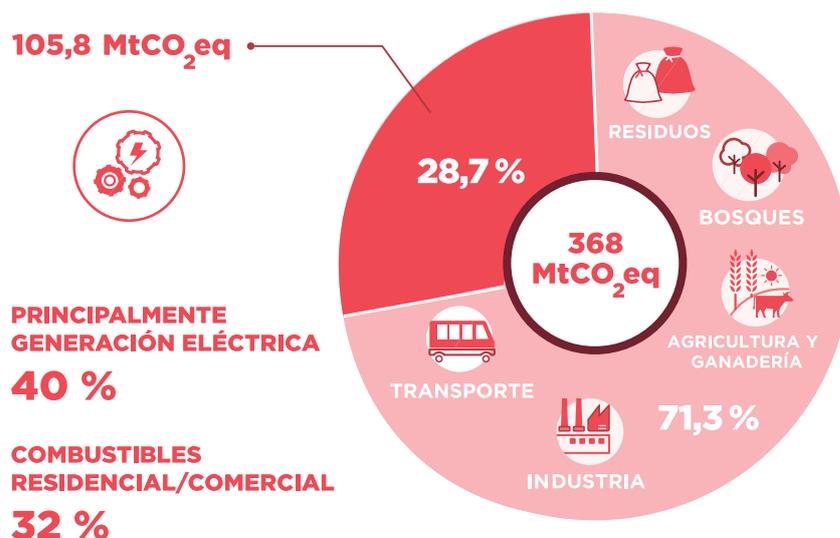
La Argentina fue el primer país en presentar una revisión de su Contribución Nacional para hacerla más ambiciosa. La meta absoluta asumida es “no exceder la emisión neta de 483 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente (MtCO₂eq) en el año 2030”. Se incluyeron además medidas sujetas a condiciones de disponibilidad

Con el objetivo de reforzar la posición de liderazgo, proactividad y compromiso frente al cambio climático, durante 2017, el país inició el desarrollo de planes de acción sectoriales de cambio climático para organizar la implementación de la Contribución Nacional. Los planes de acción sectoriales de cambio climático plantean la estrategia de los ministerios competentes para ejecutar las medidas de mitigación y adaptación de la Contribución Nacional, incluyendo para ello hojas de ruta para cada medida, que definen lineamientos concretos para alcanzar los objetivos.

En las hojas de ruta se describe el posible camino de implementación de cada medida, incluyendo los organismos responsables de su ejecución, las barreras y los instrumentos regulatorios y económicos que posibilitan actual o potencialmente la implementación. Además, se menciona el financiamiento existente y necesario para desarrollar las medidas y se presentan los indicadores y las variables que permitirán realizar el seguimiento y monitoreo del cumplimiento de los objetivos cuantitativos asumidos.



Figura 2. Participación del sector energía, atribuible a MINEM, en las emisiones totales de gases de efecto invernadero (INGEI 2014).



Fuente: Dirección Nacional de Cambio Climático. Secretaría de Cambio Climático y Desarrollo Sustentable. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable.

El proceso de revisión de la Contribución Nacional realizado en 2016 y, posteriormente, el desarrollo de planes de acción sectoriales en 2017, se realizaron en el marco del Gabinete Nacional de Cambio Climático (GNCC), que es una instancia de articulación para la definición de políticas públicas de cambio climático, creado por el Poder Ejecutivo Nacional mediante el Decreto 891/2016. El Gabinete está conformado por diecisiete ministerios, es presidido por el Jefe de Gabinete de Ministros y cuenta con la coordinación técnica de la Secretaría de Cambio Climático y Desarrollo Sustentable del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación (MAyDS).

Características del sector energía

La oferta interna de energía se caracteriza por su fuerte dependencia de los combustibles de origen fósil. Esta fuente representó, en el año 2016, el 88,4 % de la oferta interna total, en la que un 55,4 % correspondió al gas natural, un 31,8 % al petróleo y sus derivados, y 1,2 % al carbón mineral y derivados. En referencia a la capacidad de generación de electricidad, el 61,2 % de la potencia instalada correspondió a fuentes térmicas; seguidas por las hidroeléctricas, con un 31,5 %; las nucleares, con un 5,2 % y por las fuentes renovables no convencionales (pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, solar, eólica, biomasa y biogás), con un 2,1 %.

En relación con el consumo de energía, el sector transporte representó, en 2016, el 31,3 % del consumo final, manteniéndose como el sector de mayor importancia en términos de consumo. El sector residencial apareció como el segundo más relevante con el 28,6 %, seguido por el sector industrial con una participación del 24,1 %.

Por su parte, el sector comercial y público representó el 8,6 % de la demanda, mientras que el sector agropecuario representó el 7,4 % restante.

Los principales consumos de energía se satisfacen mediante gas natural y derivados de petróleo (cada uno aporta un 38 %), energía eléctrica (21 %) y otros (3 %). Particularmente, en el sector residencial, la demanda de energía se satisface con gas natural en un 64 %, seguido por energía eléctrica en un 25 %, y el 11 % restante, con otras fuentes energéticas.

Emisiones de gases de efecto invernadero

El sector energía es el más importante en términos de emisiones de gases de efecto invernadero (53 %) de acuerdo con el Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero 2014, por lo que la Contribución Nacional correspondiente al sector también es la que presenta el mayor potencial de mitigación.

Las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) sobre las cuales el Ministerio de Energía y Minería (MINEM) podría tener influencia directa representan el 28,7 % de las emisiones nacionales, es decir, alrededor de 106 MtCO₂eq. Dichas emisiones son producto de la combinación de la matriz del abastecimiento energético, la tecnología y los hábitos de consumo.

Plan de Acción Nacional de Energía y Cambio Climático

Este documento tiene como objetivo planificar la implementación de las medidas contenidas en la Contri-

bución Nacional bajo la jurisdicción del MINEM, con el fin de acompañar el desarrollo del país de acuerdo con los compromisos asumidos en materia de cambio climático.

La elaboración del Plan fue coordinada por la Dirección Nacional de Cambio Climático (DNCC) del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable (MAyDS) conjuntamente con el Ministerio de Energía y Minería (MINEM), con el apoyo del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD). También fue consensuado con los ministerios que componen el GNCC, con la Mesa de Energía del GNCC, y con actores representativos de los sectores académicos, organizaciones no gubernamentales (ONG), cámaras, empresas y el sector de los trabajadores, y participantes de las mesas ampliadas del GNCC.

La siguiente visión estratégica guía el desarrollo del presente Plan de Acción:

Para el año 2030, la Argentina habrá implementado políticas, acciones y medidas para el abastecimiento asequible de energía de manera limpia, confiable y sostenible, acompañando el crecimiento productivo y poblacional e incorporando el uso responsable de la energía a través de la promoción de la eficiencia energética como eje rector, logrando una reducción sustancial de las emisiones de GEI y mecanismos de adaptación al cambio climático que reduzcan la exposición al riesgo y la vulnerabilidad social y de los sistemas energéticos.

Las medidas y acciones de mitigación consideradas en la Contribución Nacional se estructuran en dos ejes centrales correspondientes a la oferta y la demanda de energía. En su conjunto, permitirían una reducción de emisiones para el año 2030 de 77 MtCO₂eq. Se espera que este objetivo sectorial de reducción de emisiones de GEI contribuya de manera significativa al cumplimiento de la meta de la Contribución Nacional. Las medidas referidas al sector transporte se encuentran detalladas en el Plan de Acción Nacional de Transporte y Cambio Climático (PANTyCC).

Asimismo, mediante un conjunto de medidas adicionales se podrían lograr ahorros por 24 MtCO₂eq que llevarían a reducciones de 101 MtCO₂eq para el año 2030, en caso de superar las barreras para su implementación, que actualmente fundamentan su condicionalidad.

La Figura 4 y la Tabla 1 clasifican, describen y muestran el potencial de reducción de GEI de las medidas de mitigación consideradas en el PANEyCC.

Figura 3. Visión, alcance y objetivos del Plan de Acción.



Figura 4. Estructura del Plan de Acción.



Cada una de estas medidas está brevemente caracterizada en el documento y, para la mayoría de ellas, se estimó el impacto en materia de ahorro de emisiones como resultado de su implementación, hasta el año 2030 como horizonte temporal de referencia. No obstante, todas las cuantificaciones se realizaron en función de parámetros y supuestos vigentes al momento de la estimación y elaboración del presente Plan. Los valores obtenidos se modificarán y actualizarán de acuerdo a la disponibilidad de nuevos datos, a la actualización de supuestos y a los ajustes por interacción entre medidas.

Por lo tanto, la cuantificación individual de cada medida en el presente documento tiene como objetivo apoyar la planificación interna en el marco del GNCC y del Consejo Federal de Medio Ambiente (COFEMA) y no constituyen objetivos sectoriales específicos. El compromiso ante la comunidad internacional es la meta absoluta establecida en la Contribución Nacional.

Cabe destacar que los planes de acción sectoriales presentan partes de su estructura en desarrollo y se elaborarán, complementarán o ajustarán progresivamente. Por otra parte, las hojas de ruta de las medidas de mitigación constituyen contenidos sometidos a una mejora continua.

En cuanto al desarrollo de actividades de adaptación, se planifica la incorporación de estudios para reforzar la identificación de necesidades, riesgos y vulnerabilidades que permitan profundizar el desarrollo de medidas de adaptación específicas, en línea con los cambios esperados a futuro y con los potenciales impactos en el sector.

Asimismo, se requiere un análisis en profundidad de las interacciones entre las medidas y un mayor ajuste de los aspectos vinculados con el financiamiento actual y futuro para la implementación de las medidas, que se realizarán en etapas subsiguientes del plan de trabajo.

Tabla 1. Medidas previstas en el Plan de Acción.

Ejes de intervención	Medida	Tipo	Reducción al 2030 (MtCO ₂ eq)	Descripción
Oferta	Generación eléctrica a partir de fuentes renovables no convencionales conectadas a la red	Incondicional	17,55	Instalación de centrales de generación a partir de fuentes renovables no convencionales. Incluye centrales eólicas, solares, pequeños aprovechamientos hidroeléctricos (PAH) (< 50 MW), generación con biomasa y otras fuentes renovables, según la Ley 27.191.
		Adicional	4,61	
	Generación eléctrica distribuida	Adicional	0,29	Generación de electricidad a nivel residencial y comercial/industrial pequeño, conectada a la red, empleando fuentes renovables de energía. Esta medida propone que una parte de la generación se realice directamente en los puntos de consumo, disminuyendo la carga sobre los sistemas de transporte y distribución de energía.
	Corte con biocombustibles	Incondicional	5,11	Utilización de combustibles de origen vegetal para el corte de los combustibles de origen fósil en el transporte carretero. Incluye biodiésel y bioetanol. El objetivo incondicional consiste en mantener el corte del diésel en 10 % y el de nafta en 12 %.
		Adicional	1,06	
	Generación hidroeléctrica	Incondicional	6,30	Generación de electricidad a partir de recursos hídricos de gran escala (> 50 MW), conectados a la red. El objetivo incondicional al 2030 establece la incorporación de 2.173 MW.
		Adicional	0,73	
	Generación nuclear	Incondicional	11,74	Instalación de centrales de generación nuclear conectadas a la red. Considerando solamente las medidas incondicionales, la generación nuclear pasaría a representar, en 2030, casi el 13 % de la generación anual total.
		Adicional	3,00	
	Generación eléctrica aislada de la red (PERMER)	Incondicional	0,05	Generación eléctrica renovable (eólica, solar y PAH) en viviendas e instalaciones públicas aisladas de la red. El Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales (PERMER) tiene como objetivo facilitar el acceso a la energía de poblaciones rurales dispersas, alejadas de las redes de distribución.
Sustitución de fósiles con mayor factor de emisión por gas natural en la generación eléctrica	Nueva		Sustitución de combustibles fósiles carbono intensivos (carbón, fueloil y diésel) por gas natural para la generación de energía eléctrica conectada a red.	

Oferta	Mejora en la eficiencia de centrales térmicas	Nueva		Aumento de la eficiencia en la generación. Incluye actividades como el reemplazo de turbinas de gas a ciclo abierto por sistemas de ciclo combinado para generación eléctrica conectada a la red, entre otros. La adecuación tecnológica de los cierres de ciclo incluye la instalación de calderas recuperadoras de calor y de turbinas de vapor.
Demanda	Economi- zadores de agua	Adicional	3,10	Utilización de dispositivos reguladores del caudal de agua en los grifos para reducir el consumo de combustible en el calentamiento de agua.
	Calefones solares	Incondicional	0,64	Utilización de calefones solares para el calentamiento del agua sanitaria. La distribución entre incondicional y adicional está aún en etapa de definición.
		Adicional	0,39	
	Alumbrado público	Incondicional	4,62	Incorporación de luminarias de mayor eficiencia energética en el alumbrado público (uno de los sectores de mayor potencial para la reducción de emisiones). Los nuevos sistemas incluyen tanto tecnología <i>light-emitting diode</i> (LED) como nuevas tecnologías de Sodio de Alta Presión (SAP NT), para sustituir las luminarias tradicionales de SAP o de mercurio.
	Eficiencia en electrodomésticos	Incondicional	10,62	Actualización del parque de electrodomésticos y su reemplazo por equipos de mayor eficiencia. Incluye el etiquetado de heladeras, lavarropas, equipos de aire acondicionado y televisores, y la incorporación de equipos con reducción de consumo en modo <i>stand-by</i> .
		Adicional	1,30	
	Bombas de calor	Adicional	3,20	Reemplazo de las estufas de tiro balanceado por equipos de aire acondicionado frío-calor (bombas de calor).
	Envolvente térmica en edificios	Adicional	1,21	Mejora de las aislaciones residenciales y uso de materiales innovadores que mejoren la envolvente térmica del edificio, reduciendo los consumos de combustibles y electricidad.
	Calefones eficientes	Incondicional	0,38	Utilización de calefones de mayor eficiencia, sin piloto, y sustitución de termotanques por calefones.
		Adicional	1,96	
Iluminación residencial	Incondicional	20,37	Reemplazo de lámparas convencionales por iluminación LED en el sector residencial. El objetivo incondicional al 2030 es que el 100 % de la iluminación residencial sea LED.	

Introducción

El Plan de Acción Nacional de Energía y Cambio Climático (PANEyCC) fue elaborado en el marco del Gabinete Nacional de Cambio Climático (GNCC) como parte de las acciones del Gobierno para promover el desarrollo sustentable, dando cumplimiento a los compromisos internacionales asumidos en la materia.

El desarrollo de los planes de acción sectoriales constituye un importante paso para lograr un Plan Nacional de Respuesta al Cambio Climático en el mediano plazo, que responda integralmente a la necesidad de la Argentina de hacer frente, de manera coordinada y eficiente, a los desafíos que implica el cambio climático en dos aspectos:

(i) la promoción e implementación de medidas de adaptación al cambio climático, en especial en aquellas poblaciones, actividades productivas y ecosistemas particularmente vulnerables; y

(ii) el desarrollo de políticas, medidas y acciones que contribuyan a limitar el crecimiento de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), sin comprometer el desarrollo sustentable del país.

La elaboración del Plan de acción fue coordinada por la Dirección Nacional de Cambio Climático (DNCC) del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable (MAyDS) conjuntamente con el Ministerio de Energía y Minería (MINEM), con el apoyo del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD). También fue consensado con los ministerios que componen el GNCC, con la Mesa de Energía del GNCC, y con actores representativos de los sectores académicos, organizaciones no gubernamentales (ONG), cámaras, empresas y el sector de los trabajadores, y participantes de las mesas ampliadas del GNCC.

Este Plan contiene las medidas de mitigación para el sector y las hojas de ruta para cada una de estas, en las que se describe el posible camino de implementación hacia 2030 para el cumplimiento de la Contribución Nacional, identificando desafíos y necesidades.

En esta sección se presentan los antecedentes relativos al marco legal internacional, información sobre la Contribución Nacional y aspectos generales sobre los planes sectoriales, tales como los arreglos

institucionales y la metodología de trabajo para la elaboración del plan y su actualización y mejora continua.

En el Capítulo 1 se ofrece información sobre el contexto del sector energía, sus emisiones de GEI, los impactos del cambio climático y su adaptación.

En el Capítulo 2 se exponen la visión, el alcance y los objetivos del PANEyCC, y los escenarios considerados a 2030 en relación con el consumo energético y la diversificación de la matriz.

En el Capítulo 3 se desarrollan las medidas de mitigación con sus correspondientes hojas de ruta.

En el Capítulo 4 se presentan las medidas de adaptación que se consideran analizar en el corto plazo para su potencial implementación.

En el Capítulo 5 se describen las próximas actividades vinculadas al Plan de Acción.

Los Anexos I y II, por su parte, presentan información adicional acerca del sector energético y de las categorías del Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (INGEI), respectivamente.

Antecedentes: marco legal internacional

La Argentina ratificó, en 1994, la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC)¹, a través de la Ley 24.295, asumiendo el objetivo de informar todo lo relevante para el logro de los objetivos de la CMNUCC, en particular sobre los inventarios nacionales de GEI y los programas nacionales que contengan medidas para mitigar el cambio climático y facilitar la adecuada adaptación.

Dando cumplimiento a los compromisos asumidos en el marco de la CMNUCC, la Argentina ha presentado tres Comunicaciones Nacionales: la primera en 1997, con los inventarios de 1990 y 1994; la segunda en 2008, con el inventario de 2000; y la tercera en 2015, con el inventario de 2012. Entre la primera y la segunda se presentó una revisión no oficial, en 1999, con el inventario 1997.

Simultáneamente a la Tercera Comunicación Nacional (TCN) fue presentado el primer Informe Bienal de Actualización (BUR, por sus siglas en inglés)², que contenía el inventario de 2010. En agosto de

1. La CMNUCC es el marco multilateral de implementación de los esfuerzos internacionales para enfrentar los desafíos del cambio climático.
2. Como parte de las decisiones de la COP16, celebrada en Cancún en 2010, a partir de 2014, los países en desarrollo tienen la obligación de presentar cada dos años los BUR. El contenido de este reporte es información actualizada sobre los inventarios nacionales de GEI, las necesidades de apoyo tecnológico y técnico e información sobre las medidas de mitigación y su respectiva metodología de monitoreo, reporte y verificación. Debido al requisito de completitud de la información necesaria para la estimación de un inventario de GEI, los BUR reportan las emisiones totales correspondientes a las actividades desarrolladas dos años antes.

Figura 5. Hitos de la Argentina en cambio climático.



Fuente: Dirección Nacional de Cambio Climático. Secretaría de Cambio Climático y Desarrollo Sustentable. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable.

2017 se presentó el segundo BUR, que incluyó el Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (INGEI) de 2014 y la serie histórica del período 1990-2014, estimado e informado de acuerdo con las directrices del Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC) de 2006.

En el marco del Protocolo de Kioto, ratificado a través de la Ley 25.438 del 20 de junio de 2001, la Argentina se comprometió a adoptar políticas nacionales y tomar las medidas correspondientes de mitigación del cambio climático, a la vez que obtuvo posibilidades de participar de uno de los mecanismos de flexibilización del Protocolo: el Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL).

Contribución Nacional Argentina

La Argentina adoptó el Acuerdo de París bajo la CMNUCC mediante la Ley 27.270 y depositó el instrumento de ratificación ante el Secreta-

rio General de las Naciones Unidas el 21 de septiembre de 2016. Durante la vigésima segunda Conferencia de las Partes (COP22), realizada en Marruecos en noviembre de 2016, la Argentina presentó su Contribución Determinada a Nivel Nacional, en su versión revisada, que reemplazó a la Contribución Prevista y Determinada a Nivel Nacional (INDC, por sus siglas en inglés) del año 2015, con el fin de aumentar su ambición y mejorar su transparencia y entendimiento.

El Acuerdo de París, que entró en vigencia internacional el 5 de noviembre de 2016, es vinculante y define un esquema de gobernanza y monitoreo global para lograr una reducción drástica de las emisiones de los GEI durante las próximas décadas, en línea con la evidencia empírica reflejada en el Quinto Informe del IPCC.

El objetivo principal del Acuerdo es mantener el aumento de la temperatura media a fines de este siglo “muy por debajo de los 2 °C”, e impulsar los esfuer-

Figura 6. Proceso de desarrollo de la Contribución Nacional.



zos para limitar más aún el aumento de la temperatura media (por debajo de 1,5 °C sobre los niveles preindustriales). Además, el Acuerdo busca reforzar la capacidad para hacer frente a los impactos del cambio climático.

Este Acuerdo comprometió a los países a presentar sus Contribuciones Nacionales y una actualización periódica a fin de comprometer el mayor esfuerzo y ambición posibles a la luz de las circunstancias nacionales de cada país. Las Contribuciones Nacionales deben inscribirse en un registro público de la CMNUCC.

La Argentina fue el primer país en presentar una revisión de su Contribución Nacional para hacerla más ambiciosa. La meta absoluta asumida, mediante un proceso de validación y consenso gubernamental, jurisdiccional y con el involucramiento de diversos sectores de la sociedad, es **“no exceder la emisión neta de 483 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente (MtCO₂eq) en el año 2030”**. Se calcularon además medidas adicionales sujetas a condiciones de disponibilidad y financiamiento, para no exceder las 369 MtCO₂eq adicionalmente al 2030.

La meta propuesta en la Contribución Nacional se logrará a través de la implementación de una serie de medidas en distintos sectores económicos, especialmente en los de energía, agricultura, bosques, transporte, industria y residuos.

Las medidas adicionales no integran la Contribución Nacional, pero definen el trabajo a futuro hacia el que se procurará avanzar junto con la comunidad internacional en pos de resolver los aspectos que fundamentan su condicionalidad, para incluirlas en la próxima Contribución Nacional.

La Contribución Nacional también incluye aspectos ligados a la adaptación, de acuerdo con los artículos 7.10 y 7.11 del Acuerdo de París. Asimismo, en el marco del artículo 7.9 de este acuerdo, el país se aboca al diseño e implementación de un Plan Nacional de Adaptación (PNA) para 2019.

Para una evaluación objetiva de la justicia y ambición de la Contribución Nacional, se han propuesto indicadores que permiten dimensionar, en términos relativos, los valores de la Contribución Nacional basados en el INGEI de 2014 y en el informe *Emissions Gap Report* 2016 de ONU Medio Ambiente.

Estos indicadores son:

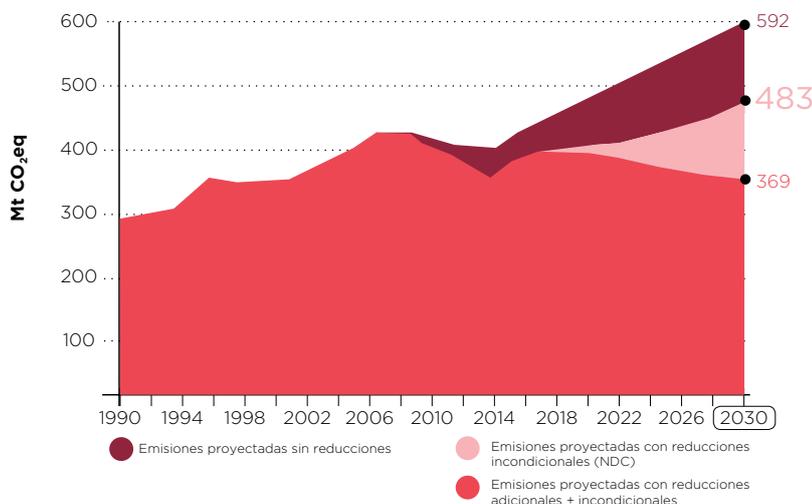
- **Participación de la Argentina en las emisiones globales, comparada con su participación en el esfuerzo de reducción global ofrecido en la actualidad.**

La participación porcentual de la Argentina en las emisiones globales de GEI en 2014 fue de 0,7 %³ del total de emisiones globales. La participación de las medidas de mitigación incondicionales y revisadas del país representan un 2,8 %⁴ del total de las reducciones incondicionales comunicadas por las partes de la CMNUCC firmantes del Acuerdo de París (suma de las contribuciones ofrecidas).

- **Participación de la Argentina en las emisiones globales, comparada con su participación en el esfuerzo necesario para lograr la meta de 2 °C.**

Si se implementaran todas las medidas incondicionales contabilizadas en la presente Contribución Nacional, el aporte de la Argentina al esfuerzo global necesario al

Figura 7. Meta de mitigación presentada en la Contribución Nacional.



Fuente: Dirección Nacional de Cambio Climático. Secretaría de Cambio Climático y Desarrollo Sustentable. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable.

3. Datos finales del Segundo Reporte Bienal de Actualización del Inventario de Gases de Efecto Invernadero de la República Argentina (2014), siguiendo guías metodológicas IPCC 2006. Emisiones globales: 52.700 MtCO₂eq (2014) según “The Emissions Gap Report” (UNEP, 2016).

4. Surge de la relación entre la reducción comunicada por la Argentina en esta contribución de mitigación revisada (109 MtCO₂eq) y el valor agregado de las reducciones propuestas por las Partes en sus INDCs (3.900 MtCO₂eq) obtenido del informe “The Emissions Gap Report” (UNEP, 2016).



2030 para lograr la meta de mantener el incremento de la temperatura media por debajo de los 2 °C con respecto a niveles preindustriales sería muy cercano a la proporción de sus emisiones actuales (0,6 % de las reducciones, comparado con 0,7 % de las emisiones).

Por otra parte, si se implementaran todas las medidas condicionales incluidas en la planificación de la Contribución Nacional, el aporte de la Argentina al esfuerzo global necesario al 2030 para lograr la meta de mantener el incremento de la temperatura media por debajo de los 2 °C con respecto a niveles preindustriales casi duplicaría su proporción de emisiones en 2014 (1,3 % de las reducciones, comparado con 0,7 % de las emisiones).

Arreglos institucionales y metodología de trabajo

Para facilitar la adopción de políticas en materia de cambio climático y la asunción de los compromisos provenientes de la CMNUCC y del Acuerdo de París, el Poder Ejecutivo Nacional creó el GNCC, mediante el Decreto 891/2016. El Gabinete está presidido por el Jefe de Gabinete de Ministros y coordinado técnicamente por la Secretaría de Cambio Climático y Desarrollo Sustentable mediante la DNCC, dependiente del MAYDS.

Conformado por diecisiete ministerios (catorce originales en el decreto y tres por solicitud de los ministros)⁵ con competencia sobre las políticas sectoriales de mitigación y adaptación, el GNCC tiene como objetivo diseñar políticas públicas coherentes, consensuadas y con una mirada estratégica para reducir las emisiones de GEI y generar respuestas coordinadas frente a los impactos del cambio climático.

La metodología de trabajo del GNCC se basa en los conceptos de transparencia y participación interministerial e intersectorial. El desarrollo de actividades se articula en cuatro instancias de apertura creciente, comenzando con la Mesa de Ministros, donde se definen los lineamientos políticos generales.

La siguiente etapa está conformada por los puntos focales designados de cada ministerio, donde se llevan a cabo los desarrollos técnicos requeridos en coordinación con áreas específicas de cada ministerio. La articulación con el Consejo Federal de Medio Ambiente (COFEMA) es otra de las instancias de trabajo del GNCC a través de la cual se asegura la representatividad federal.

Una mesa ampliada es convocada al menos dos veces al año para dar participación en el trabajo y avances del GNCC a los sectores académicos, de investigación, a organizaciones no gubernamentales y de los trabajadores, a representantes del sector privado, entre otros. El objetivo de las instancias ampliadas es fortalecer la información utilizada, dar transparencia al proceso, validar los contenidos y abrir un espacio para obtener opiniones y sugerencias que contribuyan a lograr planes abiertamente consensuados.

El trabajo técnico del GNCC se organiza en torno de mesas sectoriales que abarcan cinco grandes sectores: Transporte, Energía, Producción, Infraestructura, y Agro y Bosques. Los temas y aspectos transversales se abordan en tres mesas transversales sobre: Educación, Financiamiento Climático e Insumos para la Gestión del Riesgo y la Emergencia.

Figura 8. Instancias de trabajo del Gabinete Nacional de Cambio Climático (2016-2017).



Fuente: Dirección Nacional de Cambio Climático. Secretaría de Cambio Climático y Desarrollo Sustentable. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable.

5. El Gabinete Nacional agrupó en 2016-2017 a diecisiete ministerios: de Agroindustria; de Ambiente y Desarrollo Sustentable; de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva; de Cultura; de Defensa; de Desarrollo Social; de Educación y Deportes; de Energía y Minería; de Finanzas; de Hacienda; del Interior, Obras Públicas y Vivienda; de Producción; de Relaciones Exteriores y Culto; de Salud; de Seguridad; de Transporte; y de Turismo.

Las mesas son presididas por los ministerios con competencia principal en la materia y asistidas en el desarrollo de contenidos por la DNCC. Los puntos focales de los ministerios integrantes del gabinete son invitados a todas las mesas. En algunos casos las mesas se abren a sectores de la sociedad civil, conformando mesas sectoriales ampliadas.

Hasta la fecha se han desarrollado numerosas instancias de trabajo y consenso para la elaboración de los planes sectoriales que se detallan en la Figura 8.

Avances del plan de trabajo del Gabinete Nacional de Cambio Climático 2017: planes sectoriales

La agenda definida en 2017 en el marco del GNCC se centró en la evaluación y definición de aspectos claves que permitirán la implementación efectiva de la Contribución Nacional al 2030. Estos aspectos se desarrollan en una serie de planes de acción sectoriales.

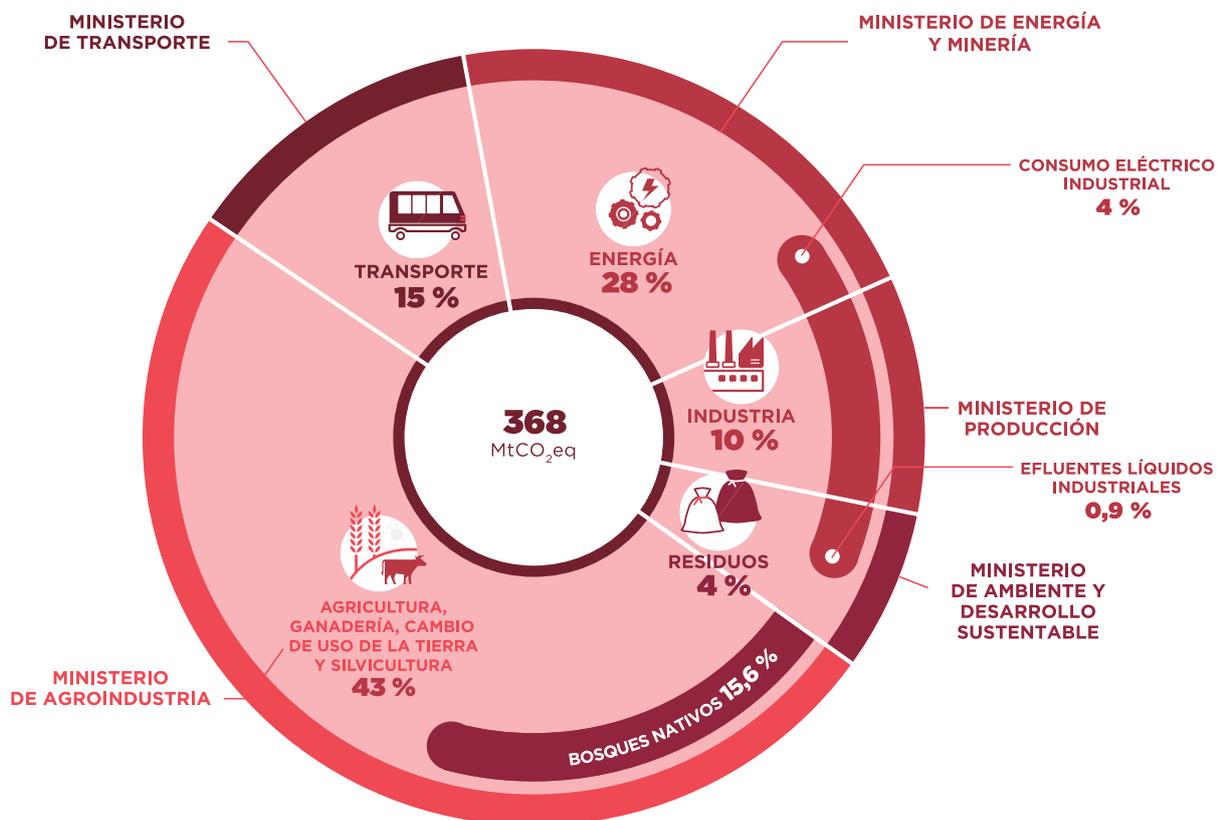
La elaboración de estos planes se inició en marzo de 2017 considerando el perfil de emisiones de GEI según competencia ministerial y las medidas de mi-

titigación consideradas para el cálculo de la Contribución Nacional revisada en 2016.

La asignación de las emisiones totales de GEI a nivel nacional según competencia ministerial fue un aspecto clave para organizar el trabajo e identificar medidas de mitigación en curso y potenciales durante la revisión de la Contribución Nacional y, posteriormente, para elaborar los planes de acción sectoriales. Cabe destacar que este INGEI asignado por organismo de aplicación usa como base el INGEI 2014 elaborado según Directrices del IPCC 2006 para la elaboración de inventarios nacionales, pero modifica los sectores reportados y reasigna fuentes de emisión según competencia. Al analizar las competencias de gestión directa, las emisiones de GEI recaen principalmente sobre los Ministerios de Energía y Minería, Transporte, Producción, Agroindustria, y Ambiente Desarrollo Sustentable.

Durante el período 2017-2018, se espera finalizar los Planes de Acción para los sectores Energía, Transporte, Bosques, Agro, Industria e Infraestructura y territorio (incluyendo residuos) bajo la coordinación de cada ministerio competente y del MAYDS como coordinador del GNCC.

Figura 9. Inventario nacional de gases de efecto invernadero por organismo de aplicación (2014).



Fuente: Dirección Nacional de Cambio Climático. Secretaría de Cambio Climático y Desarrollo Sustentable. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable.



Figura 10. Proceso de elaboración de los planes de acción sectoriales de cambio climático en el marco del Gabinete Nacional de Cambio Climático.



Fuente: Dirección Nacional de Cambio Climático. Secretaría de Cambio Climático y Desarrollo Sustentable. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable.

Los planes en su conjunto se integrarán en un Plan Nacional de Respuesta al Cambio Climático hacia fines de ese período e inicios del año 2019.

El objetivo de estos planes es delinear un posible escenario al año 2030, considerando un desarrollo bajo en emisiones y la reducción de la vulnerabilidad de los sectores frente a los impactos del cambio climático.

Los planes contienen las medidas de mitigación sectoriales consideradas en la Contribución Nacional y hojas de ruta para cada una de estas.

En las hojas de ruta se describe el posible camino de implementación de cada acción, incluyendo los organismos responsables de su ejecución, las barreras, y los instrumentos regulatorios y económicos que posibilitan actual o potencialmente la implementación. Además, se menciona el financiamiento existente y necesario para desarrollar las medidas y se presentan los indicadores y las variables que permitirán realizar el seguimiento y monitoreo de los resultados y avances en el cumplimiento de los objetivos cuantitativos asumidos.

En materia de adaptación, los planes sectoriales reflejan los consensos entre las autoridades y los actores relevantes de las mesas de trabajo acerca de cuáles deberían ser los ejes de trabajo prioritarios dentro de cada sector. Sin embargo, cabe aclarar que el grado de desarrollo frente a los aspectos de mitigación es menor y se prevé un importante avance durante 2018-2019, ya que se contará con recursos del Fondo Verde para el Clima para el desarrollo del PNA.

El PNA viabilizará la realización de estudios sectoriales de impacto, vulnerabilidad y adaptación, los que constituyen herramientas centrales para poder definir acciones y políticas concretas y cuantificables frente a los impactos actuales y futuros del cambio climático.

Un instrumento que generará importantes apoyos, en este sentido, para los planes sectoriales es el Sistema de Mapas de Riesgo del Cambio Climático (SIMARCC), lanzado en octubre de 2017 por el MAYDS. Se trata de una plataforma web interactiva para la visualización de mapas de riesgo sobre diversos escenarios de amenazas y vulnerabilidades relacionados con el cambio climático.

La plataforma permite generar mapas a través del cruce de información socioeconómica del Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC) y de los escenarios climáticos generados por el Centro de Investigaciones del Mar y la Atmósfera (UBA-CONICET), en el marco de la TCN sobre Cambio Climático de la Argentina (2015). El mapa de riesgo resultante permite identificar, a escala de departamento, aquellos lugares con mayor variabilidad (en porcentaje) de la variable climática seleccionada y con mayor vulnerabilidad social.

En el marco de las mesas de trabajo del GNCC, se identificaron capas de información específicas de cada sector, que generan los ministerios competentes, a fin de incorporarlas progresivamente al SIMARCC: infraestructura ferroviaria y vial; infraestructura eléctrica existente de generación, transporte, distribución; obras de infraestructura hídrica planificadas; ordenamiento territorial de bosques nativos (OTBN); producción de girasol, maíz, soja y trigo; cantidad de ganado; tambos; plantaciones forestales; áreas protegidas; glaciares; áreas desertificadas; parques industriales; entre otras.

Considerando que los desarrollos incluidos en el SIMARCC son de código abierto y están basados en lenguajes *open source* y de licencia gratuita de GNU, es posible ir incorporando de manera articulada capas adicionales de información de otros actores del sector público y privado, y la sociedad civil.

Los mapas y el cruce de variables servirán de apo-

Figura 11. Sistema de Mapas de Riesgo del Cambio Climático.



yo para los procesos de planificación e inversión a largo plazo, teniendo en cuenta los distintos escenarios de amenazas climáticas y las vulnerabilidades sociales, productivas y ambientales. Todo ello, aportaría información para la toma de decisión en lo concerniente al planeamiento de trabajos de infraestructura, estrategias de desarrollo regional, políticas de prevención de desastres, entre otros.

Actualización y mejora continua del Plan de Acción

Los planes de acción sectoriales cuentan con partes ya definidas, como los objetivos, y otras en desarrollo, que se elaborarán y/o ajustarán durante 2018. Es el caso de las medidas de adaptación y el plan de monitoreo.

Por otra parte, las hojas de ruta de las medidas de mitigación constituyen contenidos sometidos a una mejora continua, debido a que son estimaciones obtenidas en función de los parámetros y supuestos vigentes al momento de realización del presente Plan y pueden verse sujetas a cambios en la medida en que se obtengan mejores datos de actividad. Asimismo, se requiere un análisis sobre las interacciones entre las medidas y un mayor ajuste de los aspectos vinculados al financiamiento actual y futuro para su implementación, que se realizarán en etapas subsiguientes.

En este sentido, se continuará mejorando cualitativamente, precisando y robusteciendo en términos de información y datos durante 2018. Adicionalmente, una vez que se obtenga la versión final del Plan, este será revisado y actualizado periódicamente, a fin de reflejar los avances en el cumplimiento.

En el mediano plazo se espera que los planes de acción sectoriales cuenten con capítulos específicos en los que las jurisdicciones provinciales, mu-

nicipales y los sectores privados reflejen medidas de mitigación y adaptación desarrolladas en sus territorios y ámbitos, incluyendo sus respectivas hojas de ruta de implementación.

El proceso para incluir otras iniciativas a escala provincial y municipal se ha iniciado en 2017 a través del fortalecimiento de capacidades a nivel provincial en materia de inventarios de GEI y de la cuantificación de medidas de mitigación, que se realizó en 23 provincias y en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires con el apoyo del Programa Fortalecimiento de Capacidades en Bajas Emisiones del PNUD. Con este propósito se han desarrollado herramientas para la cuantificación de medidas de mitigación en la Contribución Nacional. Estas herramientas —planillas para uso provincial, municipal y privado— tienen como objetivo facilitar el cálculo de iniciativas de mitigación con base en datos oficiales y supuestos validados. De esta manera, podrán ser compatibles con los compromisos nacionales y sumarse a la Contribución Nacional, o bien servir para mejorar y ajustar los datos de aquellas acciones ya consideradas.

1. El sector energía

El sector energía, de acuerdo con la desagregación ministerial del inventario GEI, que se encuentra bajo la órbita del MINEM, está estructurado en cuatro áreas temáticas principales: minería, hidrocarburos, energía eléctrica y eficiencia energética.

En cuanto al sector eléctrico se distinguen políticas en materia de energía nuclear, energía hidroeléctrica, energía renovable y energía térmica, transporte y distribución.

La normativa que rige las actividades surge de la Ley 24.065, de 1991, de transformación del sector, a partir de la cual el Estado desreguló la actividad de generación, permitiendo la competencia del sector privado para mejorar la eficiencia, pero manteniendo las funciones de fijación de políticas, a efectos de evitar prácticas monopólicas. Además, estableció una segmentación vertical de las actividades de generación, transmisión y distribución. Se clasificó a los consumidores en grandes usuarios y usuarios finales. Los primeros se constituyen como agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) administrado por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA), junto con los generadores, los transportistas y los distribuidores.

En el caso de los hidrocarburos, se distinguen tres áreas de interés: la exploración y producción de petróleo y gas, la refinación y comercialización de combustibles y la producción de biocombustibles. La política hidrocarburífera se rige por la Ley 24.145,

de 1992, que determinó la privatización de Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) y la federalización de los hidrocarburos. Esta ley otorgó a las provincias el dominio de los yacimientos, la concesión a YPF de ciertos oleoductos y poliductos, y determinó el mecanismo de venta de las acciones y el destino de estos fondos. Por su parte, la Ley 24.076 reguló el Servicio Público Nacional de Transporte y Distribución de Gas.

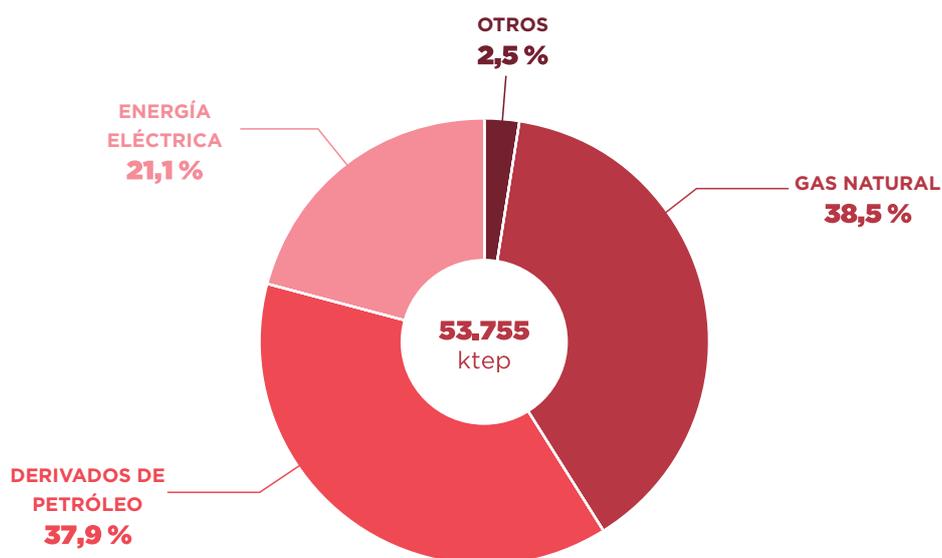
Con respecto al ahorro y eficiencia energética, se han formulado políticas para favorecer la reducción del consumo eléctrico y de combustibles en el ámbito residencial, comercial, público e industrial. Una de ellas es el Programa Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PRONUREE).

Cada una de estas áreas temáticas corresponde a diferentes secretarías y/o subsecretarías. A continuación, se presenta la situación actual del sector en términos de consumo energético y diversificación de la matriz.

En 2016 el consumo final de energía (no se incluye el sector no energético), alcanzó los 53.755 ktep, siendo el gas natural la principal fuente consumida, que representó el 38,5 % de la demanda. El petróleo y sus derivados representaron el 37,9 %⁶ de la energía consumida y la energía eléctrica alcanzó el 21,1 % (ver Figura 12).

Al analizar el consumo por sectores, se observa que ese año el transporte representó el 31,3 % del consumo final, manteniéndose como el sector de mayor importancia, seguido por el residencial (28,6 %), el

Figura 12. Consumo final de energía por fuentes (2016).



Fuente: Balance Energético Nacional, Ministerio de Energía y Minería.

6. Incluye todo el GLP aunque provenga de la cadena del gas natural.

industrial (24,1 %) y el comercial y público (8,6 %). El 7,4 % restante correspondió al sector agropecuario.

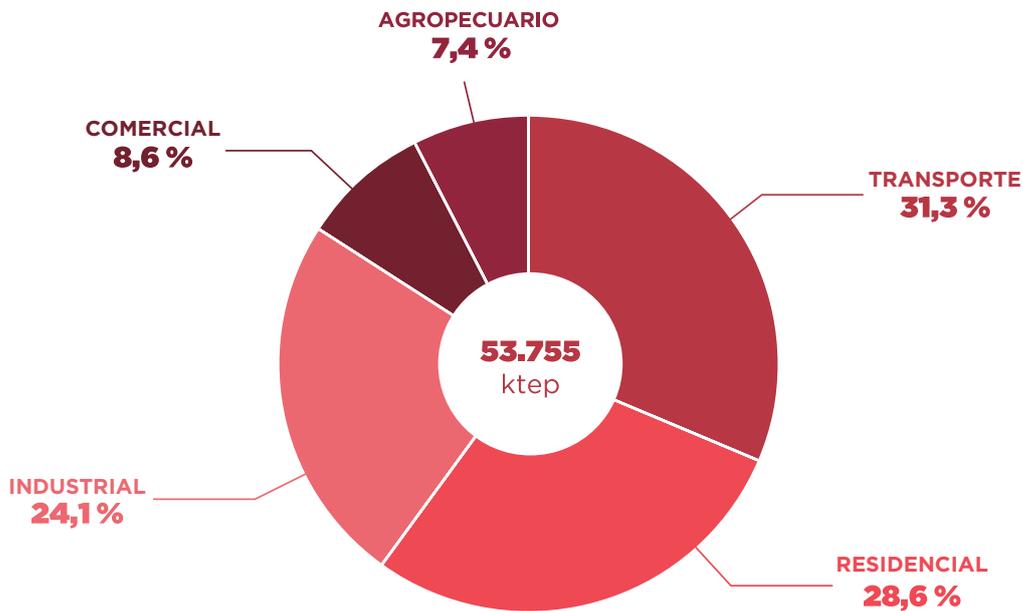
Durante la última década, el mayor crecimiento observado en el consumo correspondió al sector residencial, que se incrementó a un ritmo del 2,7 % a.a.

En la Argentina, la oferta interna total de energía, definida como la oferta interna de energía primaria más el saldo comercial de fuentes secundarias, se caracteriza por su fuerte dependencia de los combustibles de origen fósil. Esta fuente representó en el año 2016 el 88,4 % de la oferta interna total: 55,4 % correspondió al gas natural, el 31,8 % al petróleo y sus derivados, y el 1,2 %

al carbón mineral y sus derivados. Por su parte, la energía hidroeléctrica alcanzó en 2016 el 3,8 % de la oferta interna total de energía y la energía nuclear el 2,6 %.

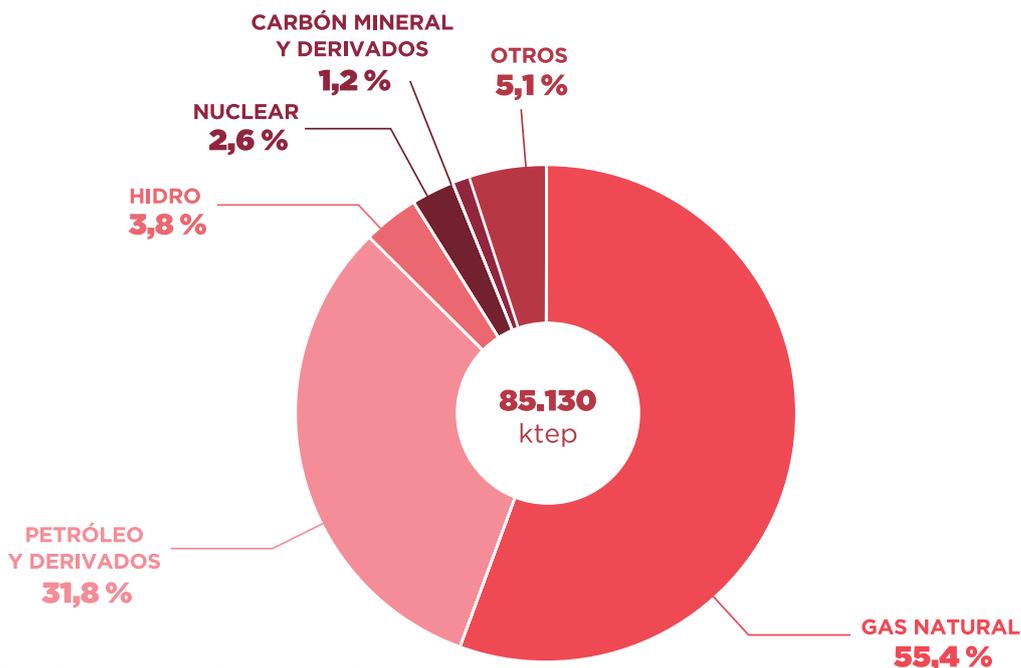
Ese mismo año, en relación con la capacidad de generación de energía, el 61,2 % de la generación correspondió al parque térmico, seguido en importancia por la hidráulica (31,5 %), la nuclear (5,2 %) y la proveniente de fuentes renovables no convencionales (como los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la energía solar, la eólica, la biomasa y el biogás), con un 2,1 % (ver Figura 15).

Figura 13. Consumo final de energía por sector (2016).



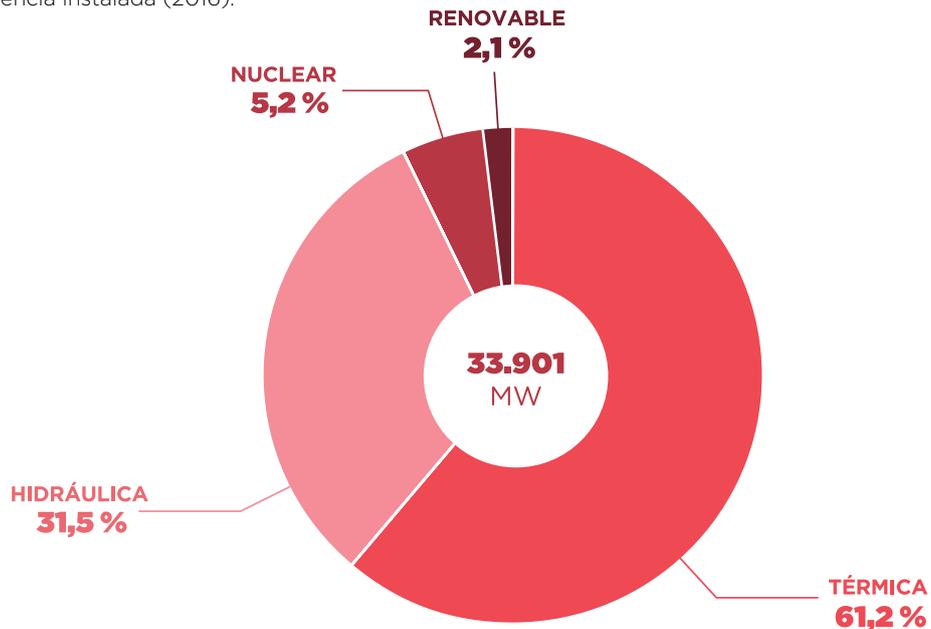
Fuente: Balance Energético Nacional, Ministerio de Energía y Minería.

Figura 14. Participación por fuente en la oferta interna total de energía (2016).



Fuente: Balance Energético Nacional, Ministerio de Energía y Minería.

Figura 15. Potencia instalada (2016).



Fuente: Informe Estadístico Anual, Ministerio de Energía y Minería, sobre la base de datos de CAMMESA.

En cuanto a la generación térmica, la fuente principal de energía fue el gas natural, con el 73 %, pero tuvieron una participación importante los combustibles líquidos, principalmente el fueloil (14 %) y el gasoil (10 %).

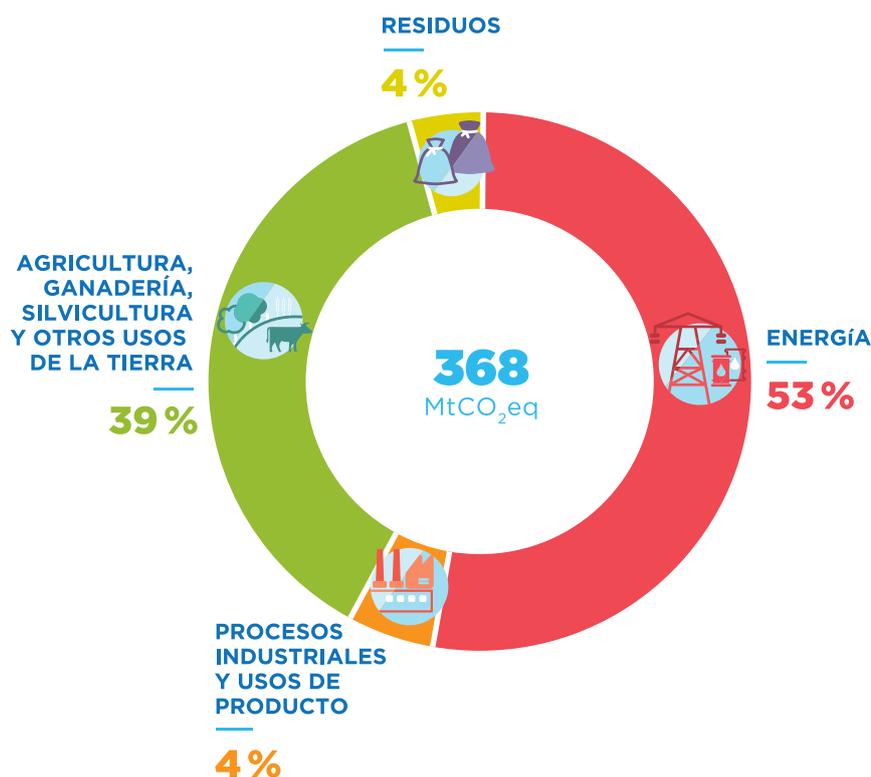
El Anexo I presenta un panorama completo del sector.

1.1 El cambio climático y el sector energía

1.1.1 Consumo de combustibles y emisiones de gases de efecto invernadero

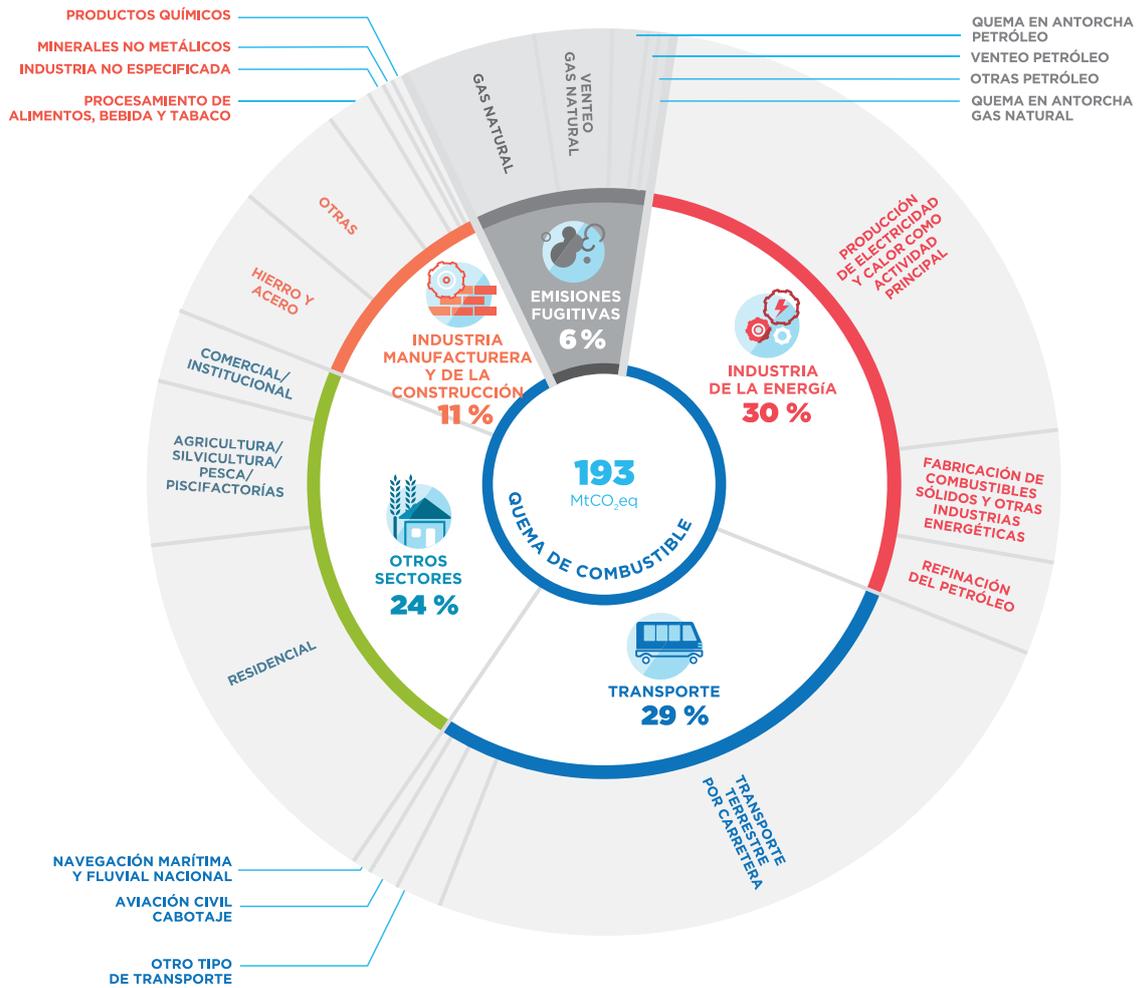
La identificación de las principales actividades y subactividades que emiten GEI dentro de un sector del INGEI constituye la base para la planificación de las medidas de mitigación asociadas.

Figura 16. Emisiones totales de gases de efecto invernadero por sector IPCC (2014).



Fuente: Segundo BUR, Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable.

Figura 17. Inventario del sector energía (2014).



Fuente: Segundo BUR, Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable.

De acuerdo al INGEI de 2014, reportado en el segundo BUR del país y presentado ante la CMNUCC en agosto de 2017, el sector energía (que incluye los subsectores industria de la energía, transporte, industria manufacturera y de la construcción, emisiones fugitivas y otros) es el principal contribuyente a las emisiones de GEI a nivel nacional.

En 2014 el sector emitió 193 MtCO₂eq, lo que representa el 53 % de las emisiones totales a nivel nacional.

El sector energía incluye todas las emisiones de GEI que emanan de la combustión de combustibles con fines energéticos y de las fugas de combustibles. Las emisiones de usos no energéticos de combustibles no se incluyen en este sector, sino que forman parte del sector procesos industriales y uso de productos.

Cabe aclarar que de acuerdo a la metodología del IPCC 2006 de elaboración de inventarios nacionales de GEI, en la contabilidad de las emisiones del sector energía se incluyen las provenientes del sector

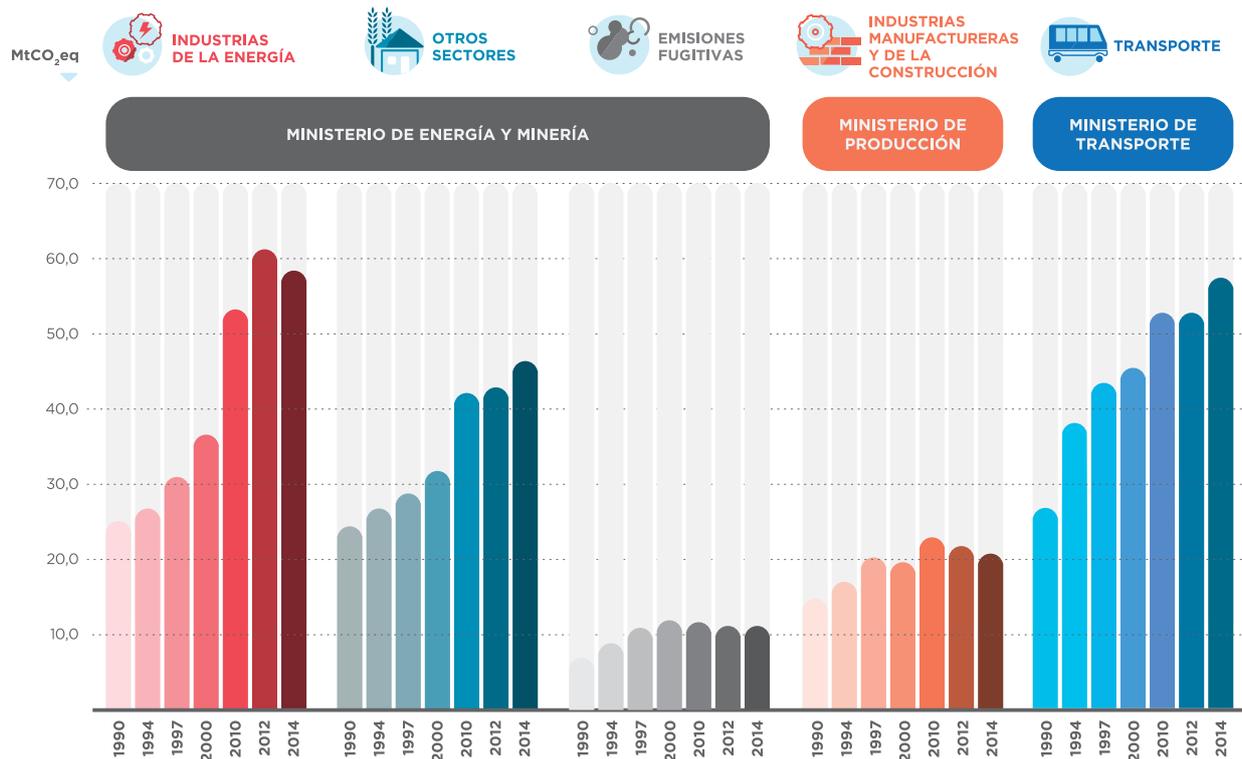
transporte. Sin embargo, en lo referente a este plan y de acuerdo con la desagregación de emisiones por competencia ministerial, las emisiones del sector transporte son consideradas dentro del Plan de Acción Nacional de Transporte y Cambio Climático (PANTyCC).

Con el mismo criterio, las actividades relacionadas con el sector manufacturero quedan comprendidas dentro del Plan de Acción Nacional de Industria y Cambio Climático (PANIyCC), así como las emisiones provenientes de la quema de combustibles para agricultura y ganadería se consideran dentro del Plan de Acción Nacional de Agricultura, Ganadería y Cambio Climático (PANAGyCC).

Por lo tanto, si bien el inventario del sector energía contempla todas las actividades mencionadas, las medidas de mitigación incluidas en el PANyCC se orientan a aquellas actividades sobre las que el MINEM tiene injerencia directa.

7. El BUR Incluye el inventario del año 2014 y la serie histórica del periodo 1990-2014, estimados e informados de acuerdo a las Directrices del IPCC 2006.

Figura 18. Evolución histórica de las emisiones por subsector (1990-2014).

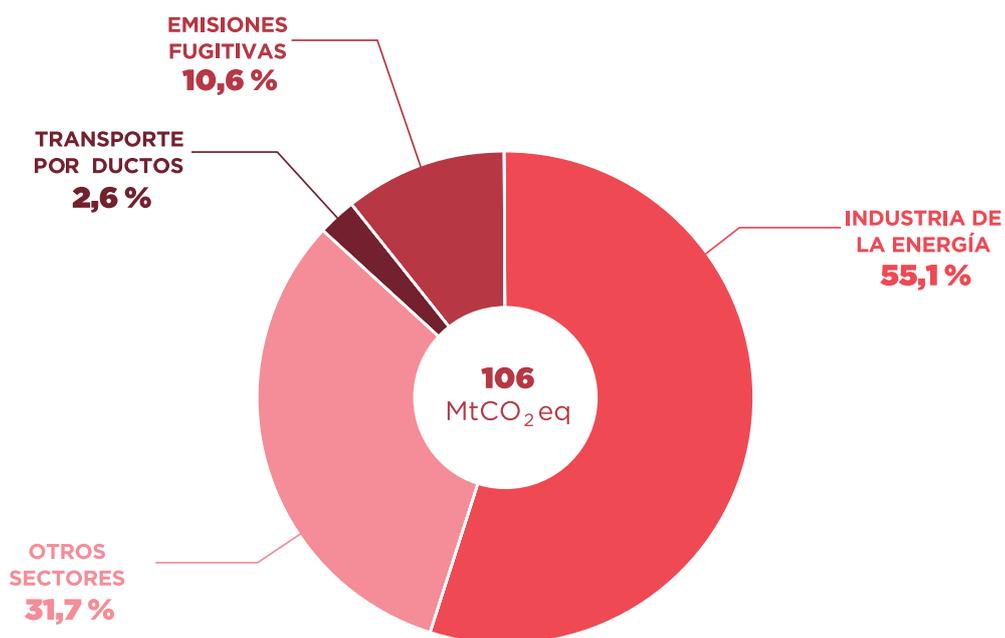


Fuente: Segundo BUR, Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable.

Si se excluyen las emisiones de GEI provenientes de los subsectores transporte e industria manufacturera, el 28,7 % de las emisiones nacionales (106 MtCO₂eq) corresponde a la competencia exclusiva del MINEM.

En la Tabla 2 se presenta un desglose de las emisiones al interior del sector energía, correspondiente al segundo BUR, y se señalan las principales subcategorías (ver Anexo II).

Figura 19. Inventario de energía sin subsectores transporte e industria manufacturera.



Fuente: Segundo BUR, Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable.

Tabla 2. Emisión del sector energía según categoría.

Categoría	Emisiones (MtCO ₂ eq)	Participación	Subcategorías más relevantes
Industria de la energía	58,3	55 %	Producción de electricidad y calor
Transporte por ductos	2,8	3 %	Otro tipo de transporte
Otros sectores	33,5	32 %	Consumo residencial
Emisiones fugitivas provenientes de la fabricación de combustibles	11,2	11 %	Gas natural
TOTAL	105,8	100 %	

Fuente: Segundo BUR, Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable.

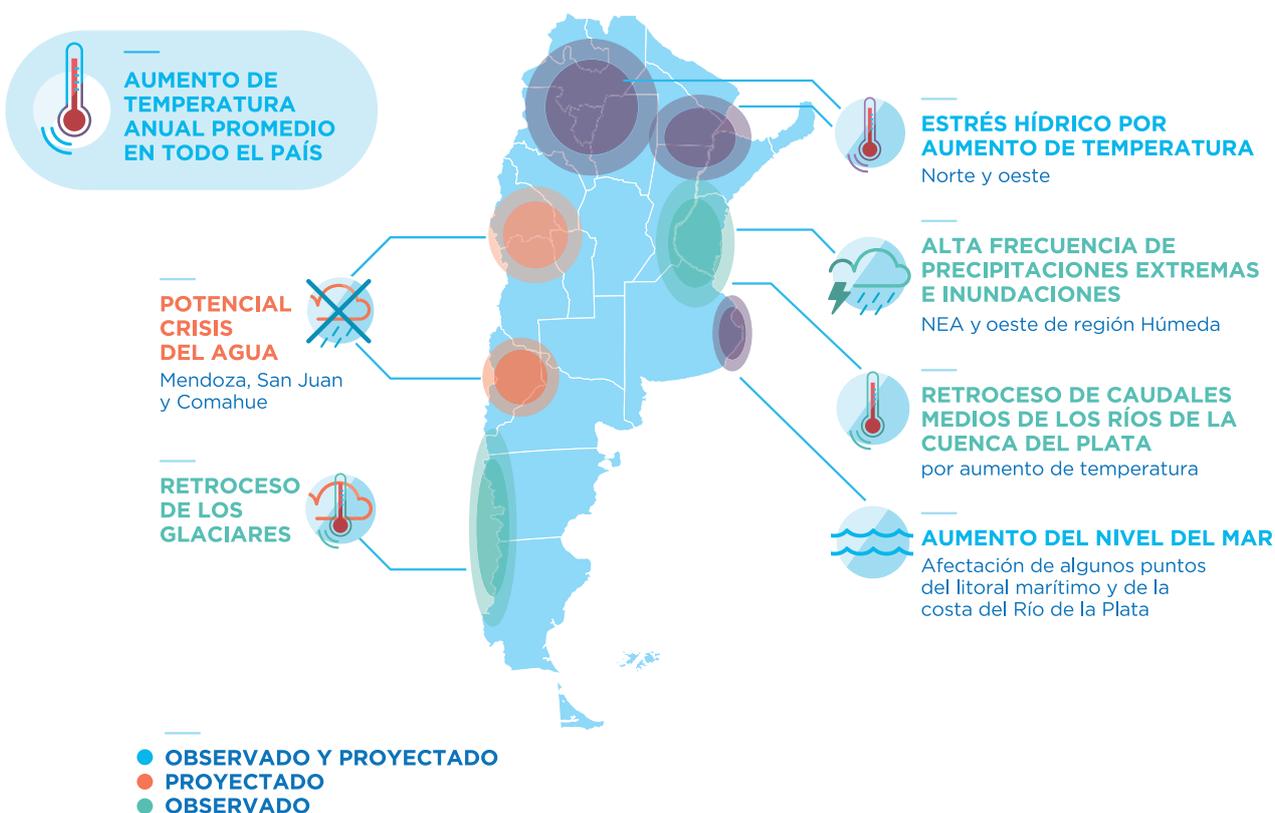
1.1.2 Impactos del cambio climático y adaptación

De acuerdo con los estudios de la TCN sobre cambio climático (2015), durante el periodo 1960-2010 se observó un aumento de la temperatura media en la mayor parte de la Argentina, de alrededor de 0,5 °C, llegando a superar 1 °C en algunas zonas de la Patagonia, y registrándose un aumento de los días con olas de calor y una reducción en el número de días con heladas.

En lo que respecta a las precipitaciones, se produjeron los mayores aumentos en el este del país, ocasionando inundaciones de gran impacto socio-económico. En zonas semiáridas, se observó una disminución de las precipitaciones en la zona cordillerana y una disminución de los caudales de los ríos cuyanos.

En relación con los potenciales impactos del cambio climático para el resto del siglo XXI, se proyecta un aumento de la temperatura media de entre 0,5 y 1 °C en casi todo el país hacia mediados de siglo.

Figura 20. Principales impactos del cambio climático en la Argentina.



Fuente: Tercera Comunicación Nacional, Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable.



Esto implicaría una aceleración del calentamiento observado en los últimos 50 años. En cuanto a la precipitación media, no se esperan grandes variaciones en las próximas décadas. Sin embargo, en línea con lo observado recientemente, se proyectan aumentos en la frecuencia de eventos de precipitaciones intensas.

Los principales impactos por regiones evidencian: estrés hídrico por aumento de temperatura en el norte y oeste del país, potencial crisis del agua en Cuyo, retroceso de los glaciares en la zona cordillerana patagónica, retroceso de caudales medios de los ríos de la Cuenca del Plata, aumento del nivel del mar (afectación de puntos del litoral marítimo y de la costa del Río de la Plata), y alta frecuencia de precipitaciones extremas e inundaciones en el NEA y oeste de la región húmeda.

En lo que respecta al sector, se prevé que los cambios climáticos esperados⁸ afecten la demanda y la generación, así como el transporte y la distribución de energía.

La demanda se verá afectada principalmente como consecuencia de extremos térmicos más frecuentes. Durante las olas de calor, la demanda de energía eléctrica aumentaría debido al mayor uso de los equipos de aire acondicionado, lo que puede provocar severas restricciones en el suministro. En el caso de los extremos térmicos fríos, se incrementaría la demanda de gas natural residencial para calefacción.

El cambio climático también tendrá efectos sobre la oferta de energía, principalmente como consecuencia de los sistemas hidrometeorológicos como, por ejemplo, olas de calor más frecuentes.

A raíz de las variaciones en los regímenes de precipitaciones, se afectaría principalmente la generación hidroeléctrica, ya que esta depende de la hidráulidad, determinada por los caudales y por los saltos de las presas.

Las proyección de precipitaciones sobre los Andes de Cuyo, del Comahue y de la Patagonia, de donde se alimentan los ríos de esas regiones, son ligeramente negativas para el futuro cercano. La disminución se observa con mayor claridad hacia fin de siglo en el escenario *Representative Concentration Pathways* (RCP) 8.5. A partir de estas proyecciones no se puede descartar una afectación negativa del cambio climático sobre la generación hidroeléctrica en estas regiones, que actualmente representan el 35 a 40 % de la generación hídrica nacional.

En cuanto al transporte y la distribución de la energía, el aumento en la intensidad de las tormentas sería el factor de mayor incidencia, ya que se agravarían los perjuicios que estas ya causan al sistema. Las principales redes de distribución afectadas serían las subterráneas, en especial los centros de transformación, que podrían sufrir el ingreso de agua en caso de no contar con un equipamiento adecuado. Los daños en las redes aéreas también se incrementarían por el aumento en la frecuencia de las descargas eléctricas y por la circulación de grandes caudales de agua que podrían llegar a dañar sus bases.

Generalmente, las precipitaciones intensas están asociadas a vientos intensos, por lo que estos también serían más frecuentes. Estos fenómenos perjudicarían principalmente a las redes aéreas por los ocasionales contactos con ramas de árboles, que generarían puestas a tierra transitorias o cortes de fases. Además, los vientos huracanados podrían provocar la caída más frecuente de torres y postes de la red, lo que ocasionaría interrupciones en el servicio.

8. Basado en la TCN sobre cambio climático (2015).

2. Visión, alcance y objetivos del Plan de Acción

2.1 Visión

Para el año 2030, la Argentina habrá implementado políticas, medidas y acciones para el abastecimiento asequible de energía de manera limpia, confiable y sostenible, acompañando el crecimiento productivo y poblacional, incorporando el uso responsable de la energía, promoviendo la eficiencia energética como eje rector, a fin de reducir sustancialmente las emisiones de gases de efecto invernadero y promover mecanismos de adaptación al cambio climático que reduzcan el riesgo y la vulnerabilidad, tanto social como de los sistemas energéticos.

2.2 Alcance

El alcance del Plan de Acción para el año 2030 involucra los aspectos relacionados con la energía en todas las actividades económicas del territorio nacional.

2.3 Objetivos al 2030

El PANeCC se enmarca en el Plan Nacional de Energía, que apunta a asegurar el abastecimiento de energía para un país en desarrollo.

En este contexto, el PANeCC tiene como principal objetivo reducir las emisiones de GEI a partir de un conjunto de medidas y acciones detalladas en el presente documento, que se focalizan en los ejes de la oferta y de la demanda de energía.

El conjunto de medidas de mitigación consideradas contribuirá a la reducción de 77 MtCO₂eq en el año 2030. Este objetivo sectorial contribuye de manera significativa al cumplimiento de la meta de la Contribución Nacional.

Asimismo, en caso de superar las barreras para la implementación de un conjunto de medidas adicionales, la reducción de emisiones esperadas del sector podría alcanzar los 101 MtCO₂eq para el año 2030.

El PANeCC también se complementa con medidas de adaptación para hacer frente a los impactos producidos por el cambio climático a partir de una serie de intervenciones en materia de infraestructura de generación, transporte y distribución de energía.

2.4 Escenarios considerados

Los objetivos establecidos para 2030 en cuanto a emisiones de GEI representan un estado de situación deseado para el sector, que proyecta la demanda de energía, la matriz energética y la participación de combustibles, entre otros temas de relevancia.

El MINEM ha publicado escenarios para el año 2030 que surgen de la combinación de diferentes supuestos vinculados con la demanda, con la inversión, con los precios y con la producti-

Figura 21. Visión, alcance y objetivos del Plan de Acción.



vidad. Estos escenarios, publicados en 2017, no pretendían tener un carácter predictivo, sino que son proyecciones de lo que podría ocurrir en función de las combinaciones de supuestos.

Debido a la naturaleza dinámica de un sector energético que está atravesando un proceso de normalización regulatoria, económica e institucional, los resultados de los escenarios podrán variar significativamente en ediciones posteriores. Además, en estos podrían influir la evolución de la realidad energética nacional e internacional y el desarrollo de diferentes sectores de la economía, entre otros factores.

A continuación se presentan las proyecciones y escenarios considerados en relación con el consumo energético y la diversificación de la matriz.

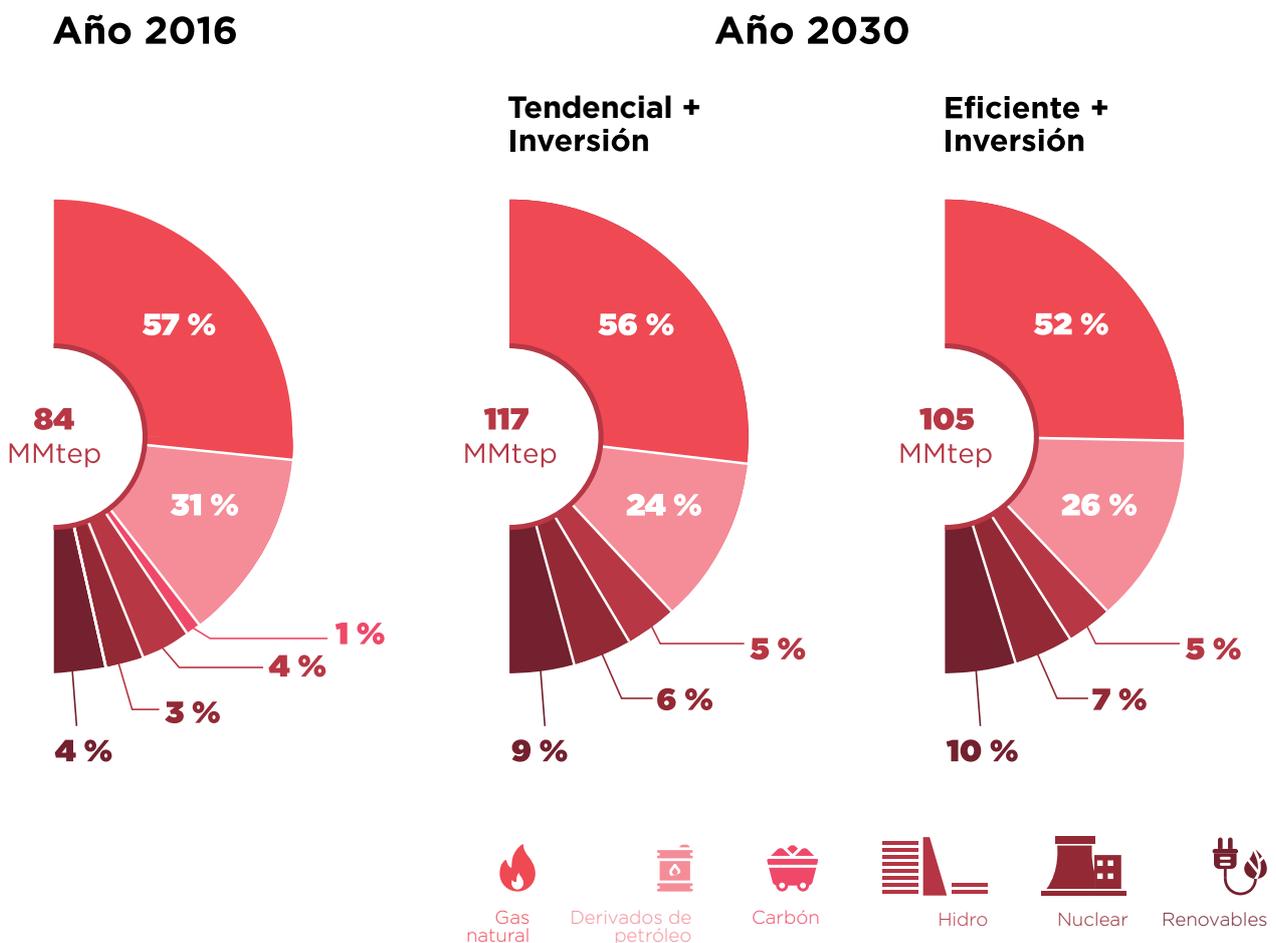
Escenarios de matriz energética

En la Figura 22 se muestra una clara reducción de la participación de los combustibles fósiles líquidos (de 31 % a 26 %) producto de la sustitución por gas natural y del crecimiento de las energías hidroeléctrica y renovable no convencional.

Con respecto a la generación eléctrica, en la Figura 23 se hace visible el importante crecimiento de las energías renovables (definidas por la Ley 27.191) que representarían el 25 % de la generación eléctrica y se sumarían al 29 % cubierto por la generación hidroeléctrica de gran escala.

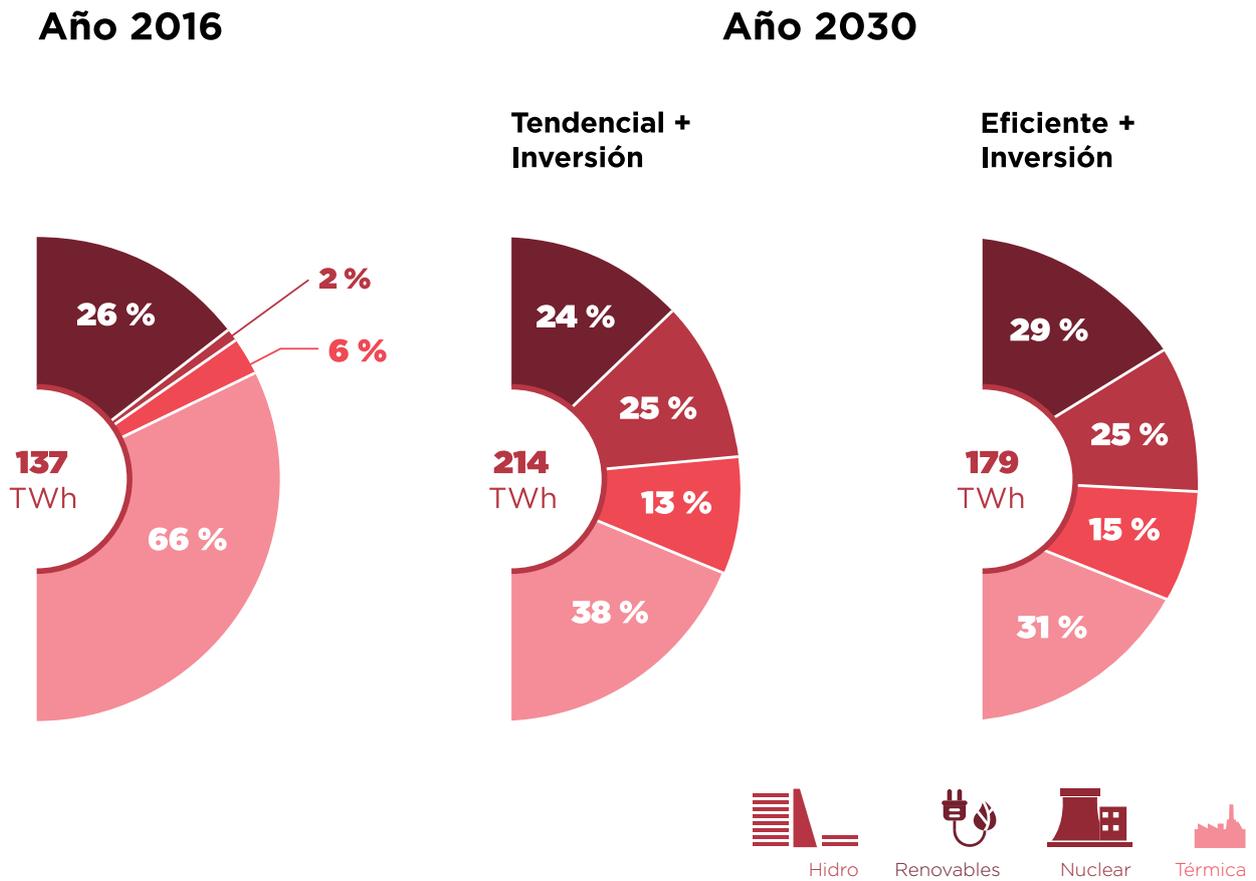
Al mismo tiempo, el componente térmico del parque generador tendría una marcada migración hacia el gas natural. De esta manera se alcanzaría una matriz de generación eléctrica en la que el 69 % provenga de fuentes libres de emisiones de GEI.

Figura 22. Oferta interna total de energía 2030.



Fuente: Escenarios Energéticos, Ministerio de Energía y Minería.

Figura 23. Fuentes de generación de energía eléctrica.



Fuente: Escenarios Energéticos, Ministerio de Energía y Minería.



3. Medidas de mitigación del Plan de Acción

En el presente Plan de Acción se detallan las hojas de ruta de cada una de las medidas que fueron consideradas para la definición de la Contribución Nacional, a través de cuya implementación se espera dar cumplimiento a la meta planteada.

Las hojas de ruta de cada una de las 16 medidas de mitigación contienen una descripción de estas, el objetivo planteado, las necesidades y posibles barreras para su implementación, los instrumentos regulatorios y económicos existentes o aquellos necesarios que posibilitarían su ejecución, su forma de financiamiento, y los indicadores y variables que permitirán realizar

un seguimiento y monitoreo de los resultados y de sus avances para el cumplimiento de los objetivos cuantitativos asumidos.

Para la elaboración de las medidas y de sus respectivas hojas de ruta, se conformó un equipo de trabajo en el MINEM compuesto por puntos focales internos para las distintas subsecretarías relacionadas con cada medida. De esta manera, cada área competente brinda seguimiento a las medidas contenidas en el Plan.

En la Tabla 3 se presenta el conjunto de medidas previstas con efecto sobre la emisión de GEI.

Figura 24. Estructura del Plan de Acción.



Tabla 3. Principales medidas previstas para el sector energía hasta 2030.

Ejes de intervención	Medida	Tipo	Reducción al 2030 (MtCO ₂ eq)	Descripción
Oferta	Generación eléctrica a partir de fuentes renovables no convencionales conectadas a la red	Incondicional	17,55	Instalación de centrales de generación a partir de fuentes renovables no convencionales. Incluye centrales eólicas, solares, pequeños aprovechamientos hidroeléctricos (PAH) (< 50 MW), generación con biomasa y otras fuentes renovables, según la Ley 27.191.
		Adicional	4,61	
	Generación eléctrica distribuida	Adicional	0,29	Generación de electricidad a nivel residencial y comercial/industrial pequeño, conectada a la red, empleando fuentes renovables de energía. Esta medida propone que una parte de la generación se realice directamente en los puntos de consumo, disminuyendo la carga sobre los sistemas de transporte y distribución de energía.
	Corte con biocombustibles	Incondicional	5,11	Utilización de combustibles de origen vegetal para el corte de los combustibles de origen fósil en el transporte carretero. Incluye biodiésel y bioetanol. El objetivo incondicional consiste en mantener el corte del diésel en 10 % y el de nafta en 12 %.
		Adicional	1,06	
	Generación hidroeléctrica	Incondicional	6,30	Generación de electricidad a partir de recursos hídricos de gran escala (> 50 MW), conectados a la red. El objetivo incondicional al 2030 establece la incorporación de 2.173 MW.
		Adicional	0,73	
	Generación nuclear	Incondicional	11,74	Instalación de centrales de generación nuclear conectadas a la red. Considerando solamente las medidas incondicionales, la generación nuclear pasaría a representar, en 2030, casi el 13 % de la generación anual total.
		Adicional	3,00	
	Generación eléctrica aislada de la red (PERMER)	Incondicional	0,05	Generación eléctrica renovable (eólica, solar y PAH) en viviendas e instalaciones públicas aisladas de la red. El Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales (PERMER) tiene como objetivo facilitar el acceso a la energía de poblaciones rurales dispersas, alejadas de las redes de distribución.
Sustitución de fósiles con mayor factor de emisión por gas natural en la generación eléctrica	Nueva		Sustitución de combustibles fósiles carbono intensivos (carbón, fueloil y diésel) por gas natural para la generación de energía eléctrica conectada a red.	



Oferta	Mejora en la eficiencia de centrales térmicas	Nueva		Aumento de la eficiencia en la generación. Incluye actividades como el reemplazo de turbinas de gas a ciclo abierto por sistemas de ciclo combinado para generación eléctrica conectada a la red, entre otros. La adecuación tecnológica de los cierres de ciclo incluye la instalación de calderas recuperadoras de calor y de turbinas de vapor.
Demanda	Economi- zadores de agua	Adicional	3,10	Utilización de dispositivos reguladores del caudal de agua en los grifos para reducir el consumo de combustible en el calentamiento de agua.
	Calefones solares	Incondicional	0,64	Utilización de calefones solares para el calentamiento del agua sanitaria. La distribución entre incondicional y adicional está aún en etapa de definición.
		Adicional	0,39	
	Alumbrado público	Incondicional	4,62	Incorporación de luminarias de mayor eficiencia energética en el alumbrado público (uno de los sectores de mayor potencial para la reducción de emisiones). Los nuevos sistemas incluyen tanto tecnología <i>light-emitting diode</i> (LED) como nuevas tecnologías de Sodio de Alta Presión (SAP NT), para sustituir las luminarias tradicionales de SAP o de mercurio.
	Eficiencia en electrodo- mésticos	Incondicional	10,62	Actualización del parque de electrodomésticos y su reemplazo por equipos de mayor eficiencia. Incluye el etiquetado de heladeras, lavarropas, equipos de aire acondicionado y televisores y la incorporación de equipos con reducción de consumo en modo <i>stand-by</i> .
		Adicional	1,30	
	Bombas de calor	Adicional	3,20	Reemplazo de las estufas de tiro balanceado por equipos de aire acondicionado frío-calor (bombas de calor).
	Envolvente térmica en edificios	Adicional	1,21	Mejora de las aislaciones residenciales y uso de materiales innovadores que mejoren la envolvente térmica del edificio, reduciendo los consumos de combustibles y electricidad.
	Calefones eficientes	Incondicional	0,38	Utilización de calefones de mayor eficiencia, sin piloto, y sustitución de termotanques por calefones.
Adicional		1,96		
Iluminación residencial	Incondicional	20,37	Reemplazo de lámparas convencionales por iluminación LED en el sector residencial. El objetivo incondicional al 2030 es que el 100 % de la iluminación residencial sea LED.	

Cada una de estas medidas cuenta con un potencial de mitigación que ha sido estimado en la mayoría de los casos. No obstante, todas las cuantificaciones se realizaron en función de parámetros y supuestos vigentes al momento de la estimación y elaboración del presente Plan. Los valores obtenidos se modificarán y actualizarán conforme se obtengan nuevos y mejores datos, se actualicen los supuestos y se calcule la interacción entre medidas.

Por lo tanto, la cuantificación individual de cada medida, en el presente documento, tiene como objetivo apoyar la planificación interna, en el marco del GNCC y del COFEMA, y no constituyen metas sectoriales específicas. El compromiso ante la comunidad internacional es la meta absoluta establecida en la Contribución Nacional.

3.1 Eje de oferta de energía: medidas de mitigación

3.1.1 Generación eléctrica a partir de fuentes renovables no convencionales conectadas a la red

La medida tiene como objetivo reducir las emisiones de GEI producidas por la generación eléctrica, a través de la instalación de centrales de generación a partir de fuentes renovables no convencionales. Incluye plantas eólicas, solares, pequeños aprovechamientos hidroeléctricos (de potencia menor a 50 MW) y generación a partir de biogás y biomasa, entre otras fuentes renovables. La medida incluye tanto centrales existentes como futuras.

El objetivo incondicional consiste en incrementar la participación de las energías renovables al 8 % de la demanda eléctrica en 2018, al 12 % en 2019, al 16 % en 2021, al 18 % en 2023 y al 20 % en 2025. Estos objetivos deben ser alcanzados por todos los usuarios de energía eléctrica.

El objetivo adicional propone una penetración de energía renovable al 2030 del 25 %.

La medida parte de una decisión nacional de promover las energías renovables, que pretende dar continuidad a los requerimientos de la Ley 27.191 (que complementa y modifica la Ley 26.190 de Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica).

Un antecesor fue el Programa de Generación de Energía Eléctrica a partir de Fuentes Renovables⁹ (GENREN). A través de este (Resolución

712 SE/2009) se implementaron tres proyectos eólicos, tres solares, dos PAH, dos de biomasa y dos de biogás. Asimismo, la Resolución 108 SE/2011 de la ex Secretaría de Energía habilitaba la realización de contratos de abastecimiento entre el MEM, representado por CAMMESA, y las ofertas disponibles de generación a partir de fuentes renovables. En este marco se implementaron seis proyectos eólicos, uno solar fotovoltaico y un PAH.

En mayo de 2016, como primer paso para dar cumplimiento a la Ley de Energías Renovables (27.191), el Gobierno argentino lanzó el Programa RenovAr, una convocatoria abierta que contempla una serie de beneficios fiscales, mecanismos de financiamiento y mejoras regulatorias y contractuales con el objetivo de sortear algunos de los obstáculos de inversión que provocaron el fracaso de los planes de energías renovables anteriores.

La particular forma que tiene RenovAr de articular contratos y garantías a través del Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER) -una herramienta de financiamiento y garantía- lo hacen atractivo para la inversión nacional e internacional. A esto se suma un gran apoyo del Banco Mundial en la estructuración de un fondo específico de Garantía.

Mediante las Rondas 1 y 1.5 del Programa RenovAr, en 2016 se adjudicaron 59 contratos por un total de 2.423 MW, con un precio promedio ponderado de 57,4 US\$/MWh (24 proyectos solares, 22 eólicos, 6 de biogás, 5 pequeños aprovechamientos hidroeléctricos y 2 de biomasa).

En agosto de 2017, a través de la Resolución 275 E/2017 se lanzó la ronda 2 del Programa, con una potencia requerida total a adjudicar de 1.200 MW de tecnologías eólica, solar fotovoltaica, biomasa, biogás, biogás de relleno sanitario y PAH.

Como resultado de la Ronda 2, se adjudicaron 88 proyectos por 2.043 MW localizados en 18 provincias. El siguiente cuadro muestra un resumen del Programa RenovAr hasta el momento:

Ronda	Potencia Licitada (MW)	Potencia Ofertada (MW)	Potencia Adjudicada (MW)	# Proyectos Ofrecidos	# Proyectos Adjudicados
1	1.000	6.343	1.142	123	29
1,5	600	2.486	1.282	47	30
2	1.200	9.391	2.043	228	88
Total	2.800	18.220	4.467	398	147

9. Licitación ENARSA N° EE 01/2009 en el marco de la Ley 26.190 del 6 de diciembre de 2006 para el Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica, con el objetivo de alcanzar el 8 % del consumo de energía eléctrica nacional a partir de fuentes renovables para el año 2016.



Tabla 4. Reducciones consideradas y generación eléctrica a partir de la generación mediante fuentes renovables.

Año	Reducciones incondicionales (tCO ₂ eq)	Generación eléctrica (GWh)	Reducciones incondicionales + adicionales (tCO ₂ eq)
2020	10.581.633	19.898	10.581.634
2021	11.639.325	21.887	11.639.325
2022	12.801.834	24.073	12.801.834
2023	13.975.989	26.281	13.975.990
2024	15.045.327	28.291	15.045.328
2025	15.905.029	29.908	15.905.030
2026	16.150.109	30.369	17.001.842
2027	16.490.802	31.009	18.228.337
2028	16.838.309	31.663	19.496.737
2029	17.192.766	32.329	20.808.228
2030	17.554.312	33.009	22.164.027

Los principales actores involucrados en esta medida son el MINEM (como autoridad de aplicación), CAMMESA (como contratante en nombre de la demanda), los generadores privados y los usuarios finales.

Necesidades y barreras

- Contexto macroeconómico y sistema de transporte: este tipo de medida tiene como principales barreras al contexto macroeconómico, que condiciona las inversiones del sector, y a la expansión del sistema de transporte de energía eléctrica, como limitante técnica. Esta última pone un tope al objetivo de generación con fuentes renovables, ya que la infraestructura actual permite cumplir los objetivos de la Ley 27.191 hasta el 10 % de la demanda con fuentes renovables. Se trata de una cuestión técnico-política, ya que se podrían realizar acuerdos binacionales, por ejemplo, con Brasil, para permitir una optimización y complementación de las fuentes. Además, se requieren estudios específicos para mejorar el sistema de transmisión, que el MINEM ya ha comenzado a realizar.

Instrumentos y herramientas de implementación

- Programa RenovAr: cuenta con un fondo de garantías que permite amortiguar un posible cambio desfavorable en el contexto macroeconómico.
- Plan de expansión para el sistema de transporte: la posibilidad de alcanzar 10 GW de potencia en 2025 implica sumar aproxima-

damente 1.000 MW por año, los cuales no podrían transportarse con la infraestructura actual. La máxima aspiración, si se considera una solución técnica a la diferencia de frecuencia con Brasil, es aumentar la potencia de las interconexiones mediante la integración regional.

- Resolución 281 E/2017: por medio de esta, se reglamentó el Régimen de Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable, que aplica a grandes usuarios de energía eléctrica (con más de 300 kW de demanda media anual). Dicha Resolución regula la opción de salida de compra conjunta de energía renovable por parte de los grandes usuarios para cumplir con los objetivos de la Ley 27.191 (contrato entre privados y autogeneración).

- Proyecto para la Promoción de Energía Derivada de Biomasa (PROBIOMASA): es una iniciativa de los Ministerios de Agroindustria y de Energía y Minería, con la asistencia técnica y administrativa de la Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO, por sus siglas en inglés). El Proyecto, que se inició en 2012, cuenta con financiamiento del Tesoro nacional. Tiene por objetivo incrementar la producción de energía térmica y eléctrica derivada de la biomasa para asegurar un creciente suministro de energía limpia, confiable y competitiva y, a la vez, contribuir a la mitigación del cambio climático. En esta medida se contempla solo la parte de generación eléctrica del PROBIOMASA, mientras que la parte térmica será considerada en el Plan de acción sectorial elaborado por el Ministerio de Agroindustria.

- Otras tecnologías: con el fin de la diversificación tecnológica en el aprovechamiento de las fuentes de energías renovables, se están llevando a cabo diferentes acciones para promover el desarrollo de proyectos a partir de tecnologías como la geotermia y la valorización energética de residuos sólidos urbanos.

Financiamiento

Para los proyectos de las Rondas 1, 1.5 y 2 del Programa RenovAr y de la Resolución 202, el Estado aportó 596 millones de dólares para la garantía líquida del Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER) y 4.499 millones de dólares de Letras del Tesoro en garantía. Por otro lado, el Banco Mundial otorgó una garantía de 480 millones de dólares (garantía de tercer nivel) y el sector privado desembolsará en total unos 7.000 millones de dólares en inversión directa.

El Fondo Verde de Clima aportará 130 millones de dólares como fondo de garantías y préstamos al sector privado adjudicatario, por medio del Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Además, aportará 3 millones de dólares no reembolsables a la Subsecretaría de Energías Renovables, con foco en el Centro de Energías Renovables y Eficiencia Energética (CENEREE), canalizados por el BID.

Esquema de monitoreo y correspondencia entre la NDC y el inventario

- Eólica:
 - Cantidad de plantas operativas nuevas: valor del año, valor acumulado desde el inicio de la medida y porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.
 - Generación total (MWh) de plantas operativas nuevas: valor de plantas del año, valor de plantas acumuladas desde el inicio de la medida y porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.
- Solar:
 - Cantidad de plantas operativas nuevas: valor del año, valor acumulado desde el inicio de la medida y porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.
 - Generación total (MWh) de plantas operativas nuevas: valor de plantas del año, valor de plantas acumuladas desde el inicio de la medida y porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.

- PAH:
 - Cantidad de plantas operativas nuevas: valor del año, valor acumulado desde el inicio de la medida y porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.
 - Generación total (MWh) de plantas operativas nuevas: valor de plantas del año, valor de plantas acumuladas desde el inicio de la medida y porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.
- Biomasa:
 - Cantidad de plantas operativas nuevas: valor del año, valor acumulado desde el inicio de la medida y porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.
 - Generación total (MWh) de plantas operativas nuevas: valor de plantas del año, valor de plantas acumuladas desde el inicio de la medida y porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.
- Biogás:
 - Cantidad de plantas operativas nuevas: valor del año, valor acumulado desde el inicio de la medida y porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.
 - Generación total (MWh) de plantas operativas nuevas: valor de plantas del año, valor de plantas acumuladas desde el inicio de la medida y porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.

3.1.2 Generación eléctrica distribuida

La medida contempla la generación de electricidad a nivel residencial y comercial/industrial pequeño, conectada a la red, empleando fuentes renovables. Esta medida propone que una parte de la generación se realice directamente en los puntos de consumo, disminuyendo la carga sobre los sistemas de transporte y distribución de energía.

El objetivo adicional propone alcanzar los 56.000 usuarios-generadores en 2030. En la cuantificación se consideran sistemas fotovoltaicos de una potencia de 2,5 kWp (para usuarios de tipo residencial) y 50 kWp (para usuarios de tipo comercial/industrial pequeño). Los sistemas eólicos o de otro tipo no se consideraron para la cuantificación, pero están incluidos dentro de la medida.

Tabla 5. Reducciones consideradas y generación eléctrica a partir de la generación distribuida.

Año	Reducciones adicionales (tCO ₂ eq)	Energía generada (MWh)	Usuarios generadores
2020	160.953	302.544	10.314
2021	227.247	427.156	14.563
2022	296.820	557.932	19.023
2023	369.857	695.220	23.705
2024	442.894	832.508	28.387
2025	515.931	969.796	33.069
2026	588.969	1.107.084	37.751
2027	662.006	1.244.372	42.433
2028	735.043	1.381.660	47.115
2029	808.080	1.518.948	51.797
2030	881.118	1.656.236	56.479

Necesidades y barreras

- Marco regulatorio: se requiere la adhesión de las provincias y CABA a la Ley 27.424 “Régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública”, sancionada en diciembre de 2017. La normativa establece los requisitos mínimos de las partes, distribuidor y usuario-generador, de los equipos de generación distribuida, los sistemas de medición y, a su vez, establece el esquema de facturación y los beneficios promocionales tanto para la demanda de equipos, financiados mediante el FODIS, como para la oferta de tecnología.
- Inversión y rentabilidad: la relación entre los altos costos de los equipos, su instalación y el costo de la energía, hacen que los proyectos no resulten atractivos de manera natural.
- Mano de obra calificada: la incipiente industria de servicios de instalación no cuenta con la escala suficiente frente a la demanda proyectada.
- Incipiente actividad de laboratorios acreditados para la homologación y certificación de equipos de generación distribuida a ser instalados (requerimientos técnicos y de seguridad establecidos por ley).

Instrumentos y herramientas de implementación

- Marco regulatorio que permite y regula la actividad: mediante la sanción de la Ley 27.424

y las normas reglamentarias en desarrollo, se establecen los derechos y obligaciones de las partes, Distribuidor y usuario-generador, los requisitos mínimos que deberán cumplir para la autorización de conexión de los equipos de generación distribuida, las especificaciones técnicas del medidor bidireccional y del esquema de facturación, y los mecanismos para el otorgamiento de beneficios promocionales. El objetivo es promover la generación de energía eléctrica por parte de los usuarios finales del sistema, conectada en el punto de consumo, logrando una reducción de la demanda sobre el sistema y de las pérdidas en la red.

- Obligatoriedad y programas de fomento para la implementación en edificios públicos nuevos y existentes.
- Beneficios para usuarios-generadores: fiscales, ahorros reflejados en la factura del servicio eléctrico (pagos por inyección de excedentes a la red y ahorro por autoconsumo), y acceso a financiamiento a tasa promocional para la adquisición de equipos de generación.
- Programa de formación de instaladores y servicio de mantenimiento.
- Desarrollo de normativa de calidad que incluya los repuestos y la disponibilidad de estos.
- Campañas de comunicación y concientización.
- Fomentar al desarrollo de la industria nacional de los equipos de generación distribuida.

Financiamiento

Actualmente se está trabajando en la formación del FODIS, con el objetivo de administrar y otorgar los beneficios promocionales en el marco de la Ley 27.424. El FODIS contará con aportes del Tesoro Nacional, financiamiento privado e internacional/multilateral. A su vez, la Ley 27.424 establece un cupo para el otorgamiento de beneficios promocionales mediante certificados de crédito fiscal.

Esquema de monitoreo y correspondencia entre la NDC y el inventario

- Cantidad de instalaciones operativas nuevas: valor del año, valor acumulado desde el inicio de la medida y porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.
- Generación (MWh) total distribuida: valor de instalaciones del año, valor de instalaciones acumuladas desde el inicio de la medida y porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.

3.1.3 Corte con biocombustibles

La medida considera la utilización de combustibles de origen vegetal —biodiésel y bioetanol— para corte de combustibles de origen fósil en el transporte carretero. El objetivo incondicional consiste en mantener el corte del diésel en 10 % y el de nafta en 12 %.

El objetivo adicional considera un 20 % de corte de diésel para ómnibus urbanos y la incorporación de tecnología flex-fuel para motores nafta-

ros, lo que contempla el corte al 12 % y/o bioetanol puro. La Tabla 7 muestra las reducciones adicionales y el incremento del consumo de biodiésel y bioetanol respecto de la tabla anterior.

Necesidades y barreras

- Precio del sustituto fósil: los precios de los combustibles de origen fósil aún se mantienen en valores que no fomentan el desarrollo de los biocombustibles, sobre todo en escenario condicional donde se busca incrementar el corte por sobre lo reglamentado.
- Barreras tecnológicas para aumentar el corte: Existen límites técnicos en los motores del parque actual que condicionan la ambición de la medida. Para continuar incrementando el porcentaje de corte se requiere migrar a motores con tecnologías flex fuel. Esto requiere una adecuación de la industria automotriz para expandir la producción de este tipo de motores. Además se deben establecer las condiciones comerciales para la importación de vehículos.

Instrumentos y herramientas de implementación

- Ley 26.093: establece el Régimen de Regulación y Promoción para la Producción y Uso Sustentables de Biocombustibles. Establece el porcentaje de corte obligatorio de biocombustibles, entre otros. Este programa tiene fecha de finalización en 2021. El Poder Ejecutivo tiene la potestad de prorrogarlo cuatro años más. Con prórroga o no, es altamente probable que el país siga utilizando biocombustibles, más allá de que la promoción de-

Tabla 6. Reducciones consideradas y consumo de biodiésel y bioetanol a partir del corte con biocombustibles.

Año	Reducciones incondicionales (tCO ₂ eq)	Biodiésel (t)	Bioetanol (t)
2020	6.765.123	1.429.680	1.259.400
2021	6.931.599	1.462.473	1.294.389
2022	7.111.601	1.495.417	1.336.427
2023	7.309.050	1.528.283	1.388.014
2024	7.500.078	1.561.097	1.436.221
2025	7.686.619	1.593.743	1.482.288
2026	7.870.033	1.626.077	1.527.188
2027	8.051.143	1.657.922	1.571.664
2028	8.228.867	1.689.068	1.615.482
2029	8.398.052	1.719.273	1.656.264
2030	8.553.372	1.748.276	1.691.574

Tabla 7. Reducciones y consumo de biodiésel y bioetanol según el objetivo adicional.

Año	Reducciones adicionales (tCO ₂ eq)	Biodiésel (t)	Bioetanol (t)
2020	105.970	20.572	21.890
2021	159.790	32.639	32.040
2022	221.248	46.755	43.430
2023	291.309	63.352	56.112
2024	369.594	82.134	70.142
2025	456.447	103.198	85.571
2026	552.247	126.668	102.449
2027	657.400	152.690	120.820
2028	772.169	181.336	140.723
2029	896.252	212.391	162.193
2030	1.029.008	245.461	185.255

cida prorrogarse. Hay que considerar que la autoridad de aplicación tiene la intención de aumentar la participación de los biocombustibles en la matriz de combustibles fósiles.

- Ley 26.334: establece el Régimen de Promoción de la Producción de Bioetanol con el objetivo de satisfacer las necesidades de abastecimiento del país y generar excedentes para exportación. A través de este régimen promocional se impulsará la conformación de cadenas de valor, mediante la integración de productores de caña de azúcar e ingenios azucareros en los procesos de fabricación de bioetanol.
- Decreto 109/07: reglamenta la Ley 26.093.
- Resolución 1.125 SE/13: establece la obligación de utilizar un mínimo de 10 % de biodiésel en su mezcla con el gasoil destinado a la generación de energía eléctrica, siempre que sea técnicamente factible.
- Decreto 543/16: incrementa el porcentaje obligatorio de 10 % a 12 % de bioetanol en su mezcla con las naftas de uso automotor a comercializarse en todo el territorio nacional.
- Resolución 37 E/2016: incrementa el porcentaje obligatorio de 10 % a 12 % de bioetanol en su mezcla con las naftas de uso automotor para el abastecimiento del mercado interno, a partir del 1º de abril de 2016. Establece que las empresas encargadas de realizar las mezclas de combustibles fósiles con biocombustibles para su comercialización en todo el territorio nacional estarán obligadas a incorporar, como mínimo, un 10 % de biodiésel en la mezcla con el gasoil, y al menos

un 12 % de bioetanol en la mezcla con la nafta.

- Estándares de motores: se plantea establecer estándares mínimos para incorporar tecnología *flex fuel*. El Ministerio de Producción está desarrollando una norma para homologar los motores *flex fuel* y el MAYDS se encuentra trabajando en la legislación sobre emisiones gaseosas vehiculares. La incorporación de tecnología *flex fuel*, con opción para utilizar gasolina o bioetanol (en cualquier proporción) es una de las medidas más estudiadas y que mayor impacto podría tener en el sector.
- B20 en ómnibus urbanos de pasajeros: la posibilidad de incorporar Biodiesel 20 % (B20) en ómnibus urbanos de pasajeros se encuentra en estudio. Se está desarrollando la normativa aplicable para este uso en particular.

Financiamiento

La regulación no requiere financiamiento, pero un incremento en el objetivo podría requerirlo. Esto sería necesario para la renovación del parque vehicular con la tecnología *flex fuel* y para la instalación de surtidores con bioetanol puro en las estaciones de servicio.

Adicionalmente, se podría requerir financiamiento para la infraestructura logística y para lograr tasas atractivas para que los privados inviertan.

Esquema de monitoreo y correspondencia entre la NDC y el inventario

- Porcentaje de corte con biocombustibles: valor

del año y porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030 abierto para biodiésel y bioetanol.

- Volumen de biodiésel utilizado en el segmento de ómnibus urbanos (corte del 20 %): valor del año, valor acumulado desde el inicio de la medida y porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.
- Cantidad de vehículos *flex fuel* por tipo incorporados al parque: valor del año, valor acumulado desde el inicio de la medida y porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.

3.1.4 Generación hidroeléctrica

Esta medida contempla la generación de electricidad a partir de aprovechamientos hídricos de gran escala (mayores a 50 MW) conectados a la red.

El objetivo incondicional al 2030 establece la incorporación de 2.503 MW provenientes de fuentes hídricas, mientras que el objetivo adicional supone la incorporación de 465 MW más.

Se consideran las siguientes centrales hidroeléctricas según su estado de avance:

- Con política existente (PE): Los Caracoles y el aumento de cota de Yacyretá.
- Futuras incondicionales (FI): Chihuido I (637 MW), Cóndor Cliff (950 MW), La Barrancosa (360 MW), Portezuelo del Viento (216 MW), Yacyretá-Aña Cuá —binacional— (270 MW) y El Tambolar (70 MW). Estas últimas dos centrales se incor-

poraron en una segunda instancia al grupo incondicional.

- Futuras adicionales (FA): ampliación de Yacyretá —binacional— (465 MW).

La Tabla 8 muestra las reducciones debidas a centrales con política existente y las reducciones que se pueden sumar al considerar las centrales futuras incondicionales y futuras adicionales respectivamente.

Necesidades y barreras

- Construcción en el tiempo planificado: las demoras en todas las etapas de planeamiento y ejecución de las centrales constituyen una de las principales barreras para impulsar la medida. Estas demoras se deben, principalmente, a dos aspectos: la falta de fondos comprometidos para la ejecución y la aprobación de permisos y licencias en virtud de los potenciales impactos ambientales.

- Incorporación de proyecciones climáticas futuras para la definición de la infraestructura.

Instrumentos y herramientas de implementación

- Chihuido I
 - Está incluido en el Plan Nacional del Agua que lleva adelante la Subsecretaría de Recursos Hídricos. Se encuentra en evaluación de opciones de financiamiento y elaboración de los pliegos para el llamado a licitación para la contratación de los trabajos de inspección de obras.

Tabla 8. Reducciones consideradas a partir de la generación hidroeléctrica.

Año	Reducciones PE (tCO ₂ eq)	Reducciones FI (tCO ₂ eq)	Reducciones FA (tCO ₂ eq)
2020	2.904.649	0	725.799
2021	2.904.649	1.513.671	2.239.470
2022	2.904.649	3.039.724	3.765.523
2023	2.904.649	3.396.213	4.122.013
2024	2.904.649	3.396.213	4.122.013
2025	2.904.649	3.396.213	4.122.013
2026	2.904.649	3.396.213	4.122.013
2027	2.904.649	3.396.213	4.122.013
2028	2.904.649	3.396.213	4.122.013
2029	2.904.649	3.396.213	4.122.013
2030	2.904.649	3.396.213	4.122.013



- Estudios preliminares: fueron realizados por la Subsecretaría de Recursos Hídricos hasta fines de 2013 con fondos del Tesoro nacional.
 - Estudio para la definición de niveles de embalse y elaboración de los términos de referencia del proyecto básico a cargo de la Secretaría de Energía del Gobierno de la Provincia de Neuquén.
- Córdor Cliff
 - Se encuentra bajo la órbita de la Subsecretaría de Energía Hidroeléctrica.
 - Estudios a nivel de Proyecto Básico - Pliegos de Licitación: a cargo del ex Ministerio de Planificación. Financiado a través de fondos no climáticos y presupuesto nacional.
 - Proyecto Ejecutivo - Estudio de Impacto Ambiental (EsIA): como autoridad de aplicación se encuentra el MINEM y el MAyDS.
 - Estudios complementarios: incluyen estudios ambientales, de modelos, de geología y de geotecnia. Estos están a cargo del MINEM e involucran a una UTE y a EBISA.
 - Plan de Gestión Ambiental.
 - Normas de operación.
 - Plan de acción durante emergencias.
 - Contrato en ejecución por parte de la UTE China Gezhouba Group Company Limited - Electroingeniería Sociedad Anónima - Hidrocuyo Sociedad Anónima. Actualmente está en desarrollo el Proyecto Ejecutivo, que contempla la ejecución de obras de infraestructura, obradores, villas y estudios previos.
- Portezuelo del Viento
 - Está incluido en el Plan Nacional del Agua que lleva adelante el Ministerio del Interior, Obras Públicas y Vivienda. Se encuentra en evaluación de opciones de financiamiento.
 - Ejecución de investigaciones geológicas y geotécnicas.
 - Relevamiento del medio biótico y social.
 - Manifestación General de Impacto Ambiental.
 - Estudio de Factibilidad Técnico Económico, Estudios Básicos, Proyecto Ejecutivo y Documentación Licitatoria de las Obras. Se contratarán servicios de consultoría para su realización. Las autoridades de aplicación son el Gobierno de la Provincia de Mendoza, el Ministerio de Infraestructura y la Subsecretaría de Obras Públicas.
- Yacyretá-Aña Cuá (binacional)
 - Actualmente cuenta con financiamiento propio de la Entidad Binacional Yacyretá (EBY), por lo que se incorpora al grupo de centrales incondicionales.
 - Proyecto Ejecutivo de obras civiles y electromecánicas: tiene como autoridad de aplicación a la EBY y participan MWH Global (Montgomery Watson Harza), ADE y ELC.
- El Tambolar
 - Se incorporó al grupo de medidas incondicionales y cuenta con financiamiento asignado.
- La Barrancosa
 - Se encuentra bajo la órbita de la Subsecretaría de Energía Hidroeléctrica.
 - Estudios a nivel de Proyecto Básico - Pliegos de Licitación: a cargo del ex Ministerio de Planificación. Financiado a través de fondos no climáticos y presupuesto nacional.
 - Proyecto Ejecutivo - EsIA: como autoridad de aplicación se encuentra el MINEM y el MAyDS.
 - Estudios complementarios: incluyen estu-

- Ampliación de Yacyretá (binacional)
 - Proyecto Ejecutivo: tiene como autoridad de aplicación a la EBY y participan la Universidad Nacional de Misiones (UNaM), el Departamento de Hidráulica de la Universidad Nacional de la Plata (UNLP) y el Centro de Estudios de Energía para el Desarrollo (CEED).

Financiamiento

Se requiere financiamiento de fondos climáticos o no climáticos que comprometan su aplicación para el desarrollo de las centrales, que cuentan con presupuestos nacionales y provinciales.

Las centrales Néstor Kirchner y Jorge Cepernic ya cuentan con un préstamo asignado para la ejecución conjunta. Por su parte, las centrales Portezuelo del Viento y Chihuido están en proceso de evaluación de financiamiento.

Esquema de monitoreo y correspondencia entre la NDC y el inventario

- Cantidad de centrales operativas nuevas: valor del año, valor acumulado desde el inicio de la medida y porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.
- Generación total (MWh) de centrales operativas nuevas: valor de centrales del año, valor de centrales acumuladas desde el inicio de la medida y porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.
- Cantidad de centrales con financiamiento: valor del año, valor acumulado desde el inicio de la medida y porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.
- Cantidad de centrales en construcción: valor del año, valor acumulado desde el inicio de la medida y porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.

3.1.5 Generación nuclear

La medida considera la incorporación de nuevas centrales nucleares para la generación de energía eléctrica.

Los beneficios de la energía nuclear son los siguientes:

- Constituye una energía limpia, ya que no produce GEI. Como el calor generado en el reactor surge de un proceso de fisión, no de combustión, no se genera dióxido de carbono (CO₂), dióxido

de azufre (SO₂), ni óxidos de nitrógeno (NOx).

- Contribuye a diversificar la matriz energética y reducir la dependencia de combustibles fósiles.

- Fomenta el desarrollo tecnológico local e impulsa el empleo calificado. El país tiene una larga tradición en energía nuclear y en muchos ámbitos de la tecnología nuclear estuvo al frente de los avances en el área, con posibilidades de consolidarse como un actor relevante.

- Es una energía de base con un factor de carga del 90 % que no requiere reserva de potencia de respaldo, por lo que aumenta la confiabilidad del sistema. Dadas las proyecciones de demanda para los próximos años, se requerirá mayor energía de base para abastecer una demanda creciente, con el objetivo de garantizar la continuidad, la seguridad y la calidad del suministro al menor costo posible. Desde el punto de vista del despacho económico, es una energía para cubrir los primeros tramos de la curva monótona de carga. Es una energía barata, ya que tiene bajos costos operativos y de combustible.

- Cuenta con altos estándares de seguridad a nivel nacional impuestos por la Autoridad Regulatoria Nuclear y, a nivel internacional, por las recomendaciones y salvaguardias de la Organización Internacional de Energía Atómica.

La Argentina cuenta actualmente con tres centrales nucleares:

- Atucha I (362 MW - Año de ingreso: 1974).
- Embalse (648 MW - Año de ingreso: 1983).
- Atucha II (745 MW - Año de ingreso: 2014).

Todas estas son del tipo PHWR (*Pressurized Heavy Water Reactor*), ya que utilizan uranio natural como combustible y agua pesada como refrigerante y moderador. Solo tres países de la región tienen reactores de potencia, es decir, capaces de generar energía eléctrica: Argentina, Brasil y México.

Actualmente, la potencia nuclear instalada del país es de 1.755 MW, mientras que la producción de energía eléctrica es mayor a 5.600 GWh/año (sin tener en cuenta a Embalse, que se encuentra fuera de servicio por las obras de extensión de vida).

En busca de aumentar la generación nuclear, que ratifica el compromiso nacional para combatir el cambio climático, se contemplan las siguientes obras:

- Medidas incondicionales:
 - Aumento de potencia y extensión de la vida útil de la central Embalse.

- Central Argentina de Elementos Modulares (CAREM) 25 (25 MW).

- Extensión de la vida útil de la central Atucha I por 15 años más.

- Construcción de la Cuarta Central (745 MW).

- Construcción de la Quinta Central (1.150 MW).

• Medidas adicionales:

- Primera CAREM 150 (150 MW).

- Quinta Central Reactor II (1.150 MW).

Cada proyecto tiene características que, además de ampliar la generación y reducir las emisiones de GEI, constituyen una oportunidad de crecimiento para el sector y el país:

- Aumento de potencia y extensión de la vida útil de la central Embalse: extender la vida útil de la central por 30 años con una inversión menor que la necesaria para la construcción de una central nueva; y aprovechar las capacidades tecnológicas adquiridas por los proveedores locales.

- CAREM 25: desarrollar la tecnología de Small Modular Reactors (SMR) por parte de la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA), de diseño y tecnología argentina. Es una tecnología nueva a nivel mundial. De acuerdo con la *International Atomic Energy Agency* (IAEA), existen tres países con SMR en etapa de construcción avanzada: Argentina, Rusia y China. Son reactores modulares de baja potencia para

la generación de energía eléctrica sin interconexión a la red eléctrica.

- Extensión de la vida útil de la Central Atucha I: extender la vida útil de la central por 15 años con una inversión moderada y aprovechar las capacidades de los proveedores locales en proyectos de extensión de la vida útil de las centrales nucleares.

- Construcción de la Cuarta Central: aprovechar la experiencia que los proveedores locales adquirieron en la construcción de Atucha II y en la extensión de la vida útil de la central nuclear Embalse, crear empleo altamente calificado (4.300 puestos durante el pico de construcción y 600 puestos permanentes durante la operación), permitir a empresas locales la ejecución de obras de gran envergadura y alto contenido tecnológico y aprovechar las economías de escala por compartir emplazamiento con dos de las centrales existentes.

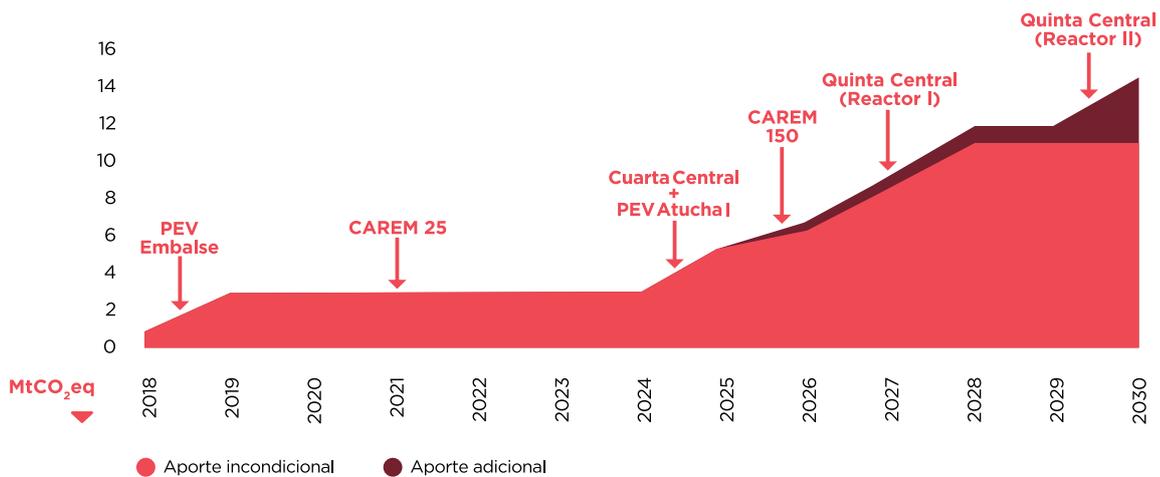
- Construcción de la Quinta Central: dar el salto tecnológico a través de la transición de los reactores PHWR (agua pesada y uranio natural) a los reactores *Pressurized Water Reactor* (PWR), que utilizan agua liviana y uranio enriquecido; crear empleo altamente calificado (7.000 puestos durante el pico de construcción y aproximadamente 800 puestos permanentes durante la operación) y permitir que las empresas locales se especialicen en obras de alto contenido tecnológico.

- Primer CAREM 150: desarrollar la tecnología SMR por parte de la CNEA y ser pioneros a nivel mundial en la construcción de este tipo de reactores, con la posibilidad de exportarlos a países de la región y del mundo.

Tabla 9. Reducciones consideradas a partir de la generación nuclear.

MEDIDAS	POTENCIA (MW)		GENERACIÓN (GWh)										
	Bruta	Neta	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
PEV Embalse	683	635	5.006	5.006	5.006	5.006	5.006	5.006	5.006	5.006	5.006	5.006	5.006
Cuarta Central	745	685						2.700	5.401	5.401	5.401	5.401	5.401
Quinta Central Reactor I	1.150	1.065								4.198	8.396	8.396	8.396
CAREM 25	32	25		110	197	197	197	197	197	197	197	197	197
PEV Atucha I (PEV año 2023-2024)	362	340						2.681	2.681	2.681	2.681	2.681	2.681
Total incondicional	2.972	2.750	5.006	5.116	5.203	5.203	5.203	10.584	13.285	17.483	21.681	21.681	21.681
Quinta Central Reactor II	1.150	1.065											4.665
Primer CAREM 150	150	120							526	946	946	946	946
Total adicional	1.300	1.185							526	946	946	946	5.611
Total incondicional + adicional	4.272	3.935	5.006	5.116	5.203	5.203	5.203	10.584	13.810	18.429	22.627	22.627	27.292
Emisiones evitadas (MtCO ₂ eq)			2020	2021	2022	2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Total incondicional			2,67	2,73	2,78	2,78	2,78	5,65	7,10	9,34	11,58	11,58	11,58
Total adicional									0,28	0,51	0,51	0,51	3,00
Total incondicional + adicional			2,67	2,73	2,78	2,78	2,78	5,65	7,38	9,84	12,09	12,09	14,58

Figura 25. Aporte del sector nuclear a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.



Fuente: Ministerio de Energía y Minería.

- Quinta Central Reactor II: reducir los costos a partir del aprovechamiento de las economías de escala en proyectos multi-reactor, ratificar la transición de la tecnología PHWR a PWR e impulsar la participación en determinados tramos de obra de proveedores locales, a partir de la construcción del primer reactor de la Quinta Central Nuclear.

Estas obras incorporarían una potencia de 4.272 MW y, en 2030, aumentarían la generación 27.292 GWh. Considerando solamente las medidas incondicionales, la generación nuclear pasaría a representar, en 2030, casi el 13 % de la generación anual total.

Además, con las medidas incondicionales se evitarían 11,58 millones de toneladas de carbono equivalente (14,58 si se le incorporan las medidas condicionales), lo que representa el 11 % de las reducciones totales del sector energía (14 % si se le incorporan las medidas condicionales). La energía nuclear constituye la tercera medida más importante para reducir las emisiones de GEI, luego de los cambios en la iluminación residencial y la generación renovable.

Necesidades y barreras

- Características diferenciales de los proyectos nucleares: el horizonte de análisis es muy largo, la inversión inicial es muy elevada y, como el plazo de construcción y puesta en marcha es de al menos siete años, el capital recién se empieza a pagar el primer año de generación. Esto implica un largo período de maduración y recupero de la inversión. Si se analiza la estructura de costos del megavatio nuclear, se notará un peso relativo muy fuerte de los costos de capital. Por eso, para estos proyectos es indispensable el acceso al financiamiento a tasas bajas. Generalmente,

los proyectos nucleares son pocos en número pero de gran envergadura.

- Costo del capital y su alto peso relativo en la estructura de costos: los proyectos nucleares se caracterizan por tener grandes costos hundidos en la fase inicial, plazo de construcción prologando y largo período de maduración y recupero de la inversión. Por otro lado, los costos de operación y mantenimiento y de combustible son bajos. Con lo cual, la factibilidad de un proyecto de este tipo va a estar determinada por el acceso al crédito y por la obtención de una baja tasa de interés para repagar el capital.

- Horizonte de planeamiento: el período de construcción de una central nuclear es mucho más extenso que el de otro tipo de plantas (siete años versus de uno a tres años). Este hecho hace que exista mayor probabilidad de contingencias que atenten contra la finalización y puesta en marcha de la obra y demora el momento en que se empiezan a percibir los ingresos. Por tener un cronograma de obra prolongado y ajustado, se requiere una buena gestión del riesgo, ya que cualquier demora incide negativamente en el costo. Es necesario definir claramente las responsabilidades de cada agente que participa en el proyecto, entre otros aspectos.

- Desarrollo de la tecnología SMR: la central CAREM 25 es un prototipo para el desarrollo de la tecnología SMR. Enfrenta las barreras típicas por encontrarse en el primer tramo de la curva de aprendizaje.

- Dependencia del presupuesto de la admi-



nistración nacional: los proyectos que son financiados por las transferencias de Tesoro nacional están atados a las decisiones de la administración nacional en materia presupuestaria. La evolución del proyecto y el cumplimiento de los tiempos de obra están ligados, en gran medida, a la llegada de los desembolsos del Estado nacional.

- Precio de fuentes alternativas de generación (como el gas natural): la disminución de costos de las fuentes y tecnologías alternativas afectan los precios relativos en detrimento de la generación nuclear.

Instrumentos y herramientas de implementación

- Para generar condiciones favorables para la concreción de los proyectos, se sancionó la Ley 26.566, que otorga beneficios impositivos y fiscales para las obras de extensión de la vida útil de Embalse y Atucha I, la construcción de la Cuarta y Quinta Central Nuclear y CAREM. De esta forma, se alivia la carga financiera de los proyectos. Por ejemplo, se exime del pago de todos los tributos que gravan la importación de las mercaderías destinadas a las obras; se puede solicitar la devolución anticipada del IVA que se hubiera facturado por los bienes, servicios o locaciones que se destinen a la realización de las obras; se exime a los fideicomisos creados para la construcción de una Cuarta Central Nuclear y para la extensión de la vida útil de la Central Nuclear Embalse de todos los impuestos nacionales, incluido el IVA y los impuestos internos.

- Con el objetivo de mejorar las condiciones de acceso al financiamiento para la Cuarta y Quinta Central Nuclear, está en curso un proceso de negociación respaldado por el Convenio Marco de Cooperación en materia económica y de inversiones entre la Argentina y China, que establece el otorgamiento de un financiamiento concesional para la parte china y que la adjudicación se realice en condiciones ventajosas de calidad y precio. Debe avanzarse en la negociación de los contratos comerciales y financieros con estas premisas. La herramienta que ratifica esta dirección es el Plan Quinquenal Integrado China-Argentina para la Cooperación en Infraestructura 2017-2021.

- En lo que respecta al costo de capital, que es definitorio en la factibilidad de un proyecto nuclear, se cuenta con el Decreto 338/17 que pone un tope a la tasa de inte-

rés y fija las condiciones que definen un financiamiento concesional. Este instrumento legal respalda las negociaciones ya empezadas con China.

- Una herramienta que contribuye a reducir las probabilidades de incumplimiento de los cronogramas de obra es la experiencia ganada por los proveedores locales en la construcción de Atucha II y, actualmente, en la extensión de la vida útil de la Central Nuclear Embalse. Con la experiencia adquirida, tienen la capacidad de participar en proyectos nucleares de gran envergadura.

- Para acompañar el desarrollo del Reactor CAREM, se están llevando a cabo estudios específicos en la Subsecretaría de Energía Nuclear y en la Comisión para analizar el avance de otros países en la tecnología SMR y el potencial de mercado tanto local como internacional al que la Argentina puede acceder.

Financiamiento

El 85 % del costo de la Cuarta y Quinta Central Nuclear se financia a través de préstamos de China. En el caso de la extensión de la vida útil de Embalse, el Banco para el Desarrollo de América Latina (CAF) aportó el 11 % del monto total del proyecto. También cuenta con aportes del Tesoro nacional.

Esquema de monitoreo y correspondencia entre la NDC y el inventario

- Cantidad de centrales operativas nuevas: valor del año, valor acumulado desde el inicio de la medida y porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.

- Generación total (MWh) de centrales operativas nuevas: valor de centrales del año, valor de centrales acumuladas desde el inicio de la medida y porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.

- Cantidad de centrales con financiamiento: valor del año, valor acumulado desde el inicio de la medida y porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.

- Cantidad de centrales en construcción: valor del año, valor acumulado desde el inicio de la medida y porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.

3.1.6 Generación eléctrica aislada de la red

La medida incluye la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables en viviendas e instalaciones públicas rurales que no tienen acceso a la red de distribución de energía eléctrica.

El Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales (PERMER) tiene como objetivo facilitar el acceso a la energía de poblaciones rurales dispersas, alejadas de las redes de distribución. En mayo de 2015 se inició el PERMER II, proyecto que tiene el objetivo de abastecer de energía renovable a comunidades rurales aisladas de la red de energía eléctrica, cuyo plazo de implementación es hasta octubre de 2020.

El Proyecto prevé el abastecimiento (adquisición e instalación) de equipos autónomos renovables considerando las siguientes tecnologías:

- Sistemas de generación autónoma renovable para viviendas aisladas en zonas rurales.
- Sistemas de generación autónoma renovable para instituciones públicas situadas en zonas rurales.
- Construcción de hasta 50 mini-redes de fuentes renovables para la provisión de energía a pequeñas localidades (de hasta 300 familias) sin acceso a la red.
- Sistemas solares de bombeo en viviendas aisladas, instalaciones públicas y comunidades aisladas.

Tabla 10. Reducciones consideradas y actividad a partir de la implementación de la medida.

Año	Reducciones (tCO ₂ eq)	Actividad (MWh)
2020	53.275	70.606
2021	53.275	70.606
2022	53.275	70.606
2023	53.275	70.606
2024	53.275	70.606
2025	53.275	70.606
2026	53.275	70.606
2027	53.275	70.606
2028	53.275	70.606
2029	53.275	70.606
2030	53.275	70.606

- Sistemas de generación renovable para usos productivos, individuales o colectivos, en zonas rurales.

- Sistemas térmicos tales como calentadores solares de agua, sistemas de calefacción solar espacial, cocinas y hornos para instalaciones públicas dispersas seleccionadas y para edificios públicos ubicados en áreas rurales.

Necesidades y barreras

- Falta de acceso a la tecnología: las comunidades aisladas de la red no tienen los recursos económicos ni técnicos para incorporar la tecnología, por lo que su suministro de energía se basa en el uso de baterías, pilas, velas y combustibles fósiles líquidos.

- Sitios de difícil acceso: el PERMER debe atender a los hogares e instituciones de los sitios más remotos del país, los que en la mayoría de los casos no cuentan con niveles mínimos de infraestructura (caminos) y comunicación (telefonía). Esto dificulta la instalación de los equipos y la realización de actividades de mantenimiento, lo que implica altos costos de implementación y de monitoreo posterior. Existe la necesidad de determinar mecanismos de mantenimiento que garanticen la sostenibilidad de las instalaciones, cuyos costos puedan ser asumidos por los actores involucrados. Este aspecto es un prerrequisito para la implementación de los proyectos y tiene implicaciones sobre la tecnología a desplegar. Los marcos legales y regulatorios y la realidad de cada provincia requieren modelos específicos.

- Relaciones con las administraciones provinciales: todas las iniciativas del PERMER deben acordarse con cada provincia. El nivel de respuesta, los recursos asignados, la capacidad de ejecución y monitoreo, y el grado de aportes técnicos y financieros de las distintas provincias, son dispares y en ocasiones dificultan la ejecución con calidad.

- Falta de información sobre la demanda y las necesidades: no se cuenta con información precisa de las cantidades y ubicaciones de los hogares e instituciones que no cuentan con energía eléctrica, ni de las características de la demanda de cada una según la zona del país.

Instrumentos y herramientas de implementación

- El Proyecto PERMER firma con cada provincia participante un Convenio de Participación, que constituye el marco institucional para la implementación del Proyecto.



Financiamiento

Los fondos del PERMER II provienen del Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento (BIRF), cuyo aporte es de 200 millones de dólares. En su formulación, se han presupuestado también aportes de los distintos gobiernos provinciales por 5 millones de dólares y del Estado Nacional por 10 millones de dólares. En total, se contempla una inversión cercana a los 215 millones de dólares hasta octubre de 2020.

Esquema de monitoreo y correspondencia entre la NDC y el inventario

- Cantidad de instalaciones operativas nuevas: valor del año, valor acumulado desde el inicio de la medida y porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.
- Generación total de instalaciones operativas nuevas: valor de instalaciones del año, valor de instalaciones acumuladas desde el inicio de la medida y porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.
- Cantidad de instalaciones con financiamiento otorgado que comenzarían a construirse en los próximos dos años.
- Generación total de instalaciones con financiamiento otorgado que comenzarían a construirse en los próximos dos años.
- Cantidad de instalaciones en construcción que comenzarían a operar en los próximos dos años.
- Generación total de instalaciones en construcción que comenzarían a operar en los próximos dos años.

3.1.7 Sustitución de fósiles con mayor factor de emisión por gas natural en la generación eléctrica

La medida consiste en la sustitución de combustibles fósiles carbono intensivos (carbón, fueloil y diésel) por gas natural para la generación de energía eléctrica conectada a la red.

El objetivo adicional al 2030 aún no ha sido definido.

Necesidades y barreras

- Disponibilidad de gas natural: la oferta de gas natural se orienta a cubrir prioritariamente la demanda residencial y comercial, principalmente en época invernal, dejando poca disponibilidad para los usos de generación eléctrica e industriales.

Instrumentos y herramientas de implementación

- Regulación con incentivo para migrar hacia el gas natural y promoción de su exploración y producción.
- Resolución 74/2016: programa de estímulo a nuevos proyectos de gas natural.
- Resolución 46 E/2017: creó el Programa de estímulo a las inversiones en desarrollos de producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales en la cuenca neuquina y en la cuenca Austral.

Financiamiento

Se requieren inversiones asociadas al desarrollo del gas no convencional e inversiones del sector privado.

Esquema de monitoreo y correspondencia entre la NDC y el inventario

- Generación (MWh) por tipo de combustible: valor del año, valor acumulado desde el inicio de la medida y porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.

3.1.8 Mejora en la eficiencia de centrales térmicas

La medida se enfoca en la conversión del parque generador para incrementar su eficiencia. Incluye actividades como el reemplazo de turbinas de gas a ciclo abierto por sistemas de ciclo combinado para generación eléctrica conectada a la red, entre otros. La adecuación tecnológica de los cierres de ciclo incluye la instalación de calderas recuperadoras de calor y de turbinas de vapor. Los sistemas de ciclo abierto tienen eficiencias que oscilan entre el 30 % y el 40 %, mientras que los sistemas de ciclo combinado alcanzan eficiencias de entre el 50 % y el 60 %.

El objetivo adicional al 2030 aún no ha sido definido.

Necesidades y barreras

- Precio bajo de venta de la electricidad en relación con la inversión requerida: los proyectos de eficiencia en generación tienen retornos en plazos mayores a los necesarios para incentivar su desarrollo.
- Demanda base y regulación para cobertura de picos de demanda: los ciclos combinados pierden eficiencia al operar como reguladores de demanda.
- Vida útil remanente de los equipos actuales.

Instrumentos y herramientas de implementación

- Regulación con incentivo para migrar hacia ciclos combinados:
 - Resolución 420 E/2016: a cargo de la Secretaría de Energía Eléctrica, tendiente al desarrollo integral de proyectos de infraestructura que contribuyan a la reducción de costos en el MEM y al aumento de la confiabilidad en el Sistema Eléctrico Argentino.
 - Resolución 287 E/2017: a cargo de la Secretaría de Energía Eléctrica, contempla proyectos de infraestructura como la puesta en marcha de cierre de ciclos combinados en base a centrales térmicas existentes o de próxima habilitación a ciclo abierto, de bajo consumo específico, con posibilidades de mejorar su eficiencia alcanzando niveles competitivos.
 - Proyecto de Ley de Eficiencia Energética: incluiría actividades relacionadas con el aumento de la eficiencia en la generación térmica.
- Llamados a licitación para la contratación de energía proveniente del cierre de ciclos/cogeneración.

Financiamiento

Esta medida cuenta con financiamiento privado.

Esquema de monitoreo y correspondencia entre la NDC y el inventario

- Cantidad de unidades convertidas: valor del año, valor acumulado desde el inicio de la medida y porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.
- Generación (MWh) por tipo de tecnología: valor del año, valor acumulado desde el inicio de la medida y porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.
- Consumo de combustible por tipo de tecnología: valor del año, valor acumulado desde el inicio de la medida y porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.

3.2 Eje de demanda de energía: medidas de mitigación

3.2.1 Economizadores de agua

La medida plantea la utilización de dispositivos reguladores del caudal de agua en los grifos para reducir su consumo y el consecuente consumo de combustible para su calentamiento. La eficiencia o mejora lograda mediante el uso de los economizadores de agua depende de la presión de la línea. Los dispositivos funcionan mejor para presiones¹⁰ medias o altas. Para baja presión, la mejora lograda es pequeña.

Adicionalmente, se afecta positivamente el sistema de captura, potabilización y bombeo de agua hacia los hogares, a la vez que se reduce el caudal de efluentes líquidos que deben ser tratados.

Estos dispositivos funcionan incorporando aire al flujo de agua para reducir el caudal sin reducir el volumen. El objetivo es reducir el caudal para adecuarlo a un nivel mínimo que no afecte el nivel de confort de uso. El objetivo condicional al 2030 es alcanzar al 72 % de los hogares.

Necesidades y barreras

- Desconocimiento por parte del usuario del impacto del consumo de agua en términos de consumo de energía para calentamiento, bombeo, tratamiento, etcétera, y falta de información sobre los ahorros

Tabla 11. Reducciones consideradas y viviendas alcanzadas por la medida de economizadores de agua.

Año	Reducciones condicionales (tCO ₂ eq)	Viviendas alcanzadas
2020	458.965	1.553.853
2021	696.940	2.359.530
2022	940.591	3.184.427
2023	1.189.931	4.028.582
2024	1.444.971	4.892.036
2025	1.705.723	5.774.826
2026	1.972.186	6.676.953
2027	2.244.358	7.598.406
2028	2.522.234	8.539.173
2029	2.805.809	9.499.232
2030	3.095.073	10.478.551

10. Baja presión: 0,2 a 1,5 bar. Caudales recomendados: 10 l/min para duchas, 8 l/min para grifos. Media presión: 1,5 a 3 bar. Caudales recomendados: 10 l/min para duchas, 8 l/min para grifos. Alta presión: 3 a 6 bar. Caudales recomendados: 12 l/min para duchas, 9 l/min para grifos.



derivados de la eficiencia energética.

- Falta de medidores en algunas provincias, lo que redundaría en la falta de incentivo para el ahorro por parte del proveedor y del usuario.
- Costos de energía eléctrica y combustibles (principalmente gas natural) que no generan incentivos naturales para el ahorro.
- Límites técnicos de aplicación de la tecnología debido a usuarios con baja presión o caudal.
- Falta de información sobre el impacto real del ahorro según el estado de las instalaciones.

Instrumentos y herramientas de implementación

- Proyecto de Ley de Eficiencia Energética: incluye componentes de educación, difusión de tecnología y concientización de los usuarios respecto del uso del agua. Además, impulsa otras actividades relacionadas con la medida (normativa, etiquetado, etcétera).
- Programa que incluya, desde fábrica, economizadores en todas las griferías comercializadas. Debe considerarse el requerimiento mínimo en el diseño de griferías.
- Programa de incorporación de economizadores al sector residencial: se deben considerar requerimientos mínimos de presión para la correcta operación de los economizadores. Se planean estudios sobre monitoreo de ahorros reales por instalación e incentivos para uso racional del agua.
- Requerimiento mínimo en el dimensionamiento de la instalación al momento de presentar nuevas obras residenciales para su aprobación.
- Implementación de consumo medido de agua en forma obligatoria.

Financiamiento

Esta medida es financiada por el sector privado, a través de los usuarios finales que compran las griferías con economizadores. Cuenta con financiamiento climático para la implementación de programas y para la medición del consumo.

Esquema de monitoreo y correspondencia entre la NDC y el inventario

- Cantidad de economizadores de agua vendidos: valor del año, valor acumulado desde el inicio de la medida y porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.

- Gas natural consumido para determinar el gas ahorrado (m^3) por año: valor del año, valor acumulado desde el inicio de la medida y porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.

- Energía eléctrica consumida para determinar la energía eléctrica ahorrada (MWh) por año: valor del año, valor acumulado desde el inicio de la medida y porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.

3.2.2 Calefones solares

La medida contempla la utilización de sistemas solares térmicos para calentamiento de agua. Los sistemas están compuestos por colectores solares que aprovechan la energía radiante del sol para calentar el agua y por tanques aislados térmicamente para conservarla hasta su utilización.

Existen diferentes tecnologías de sistemas solares térmicos, que pueden ser utilizados para diversas aplicaciones como calentamiento de agua sanitaria, climatización de ambientes o piscinas, aprovechamiento en procesos industriales, entre otras. Entre los tipos de colectores más difundidos se encuentran los planos, los de tubo vacío, los de tubo vacío con tubo de calor y los plásticos.

El objetivo incondicional y el objetivo adicional considerados al 2030 aún no han sido definidos.

Necesidades y barreras

- Costos de combustibles (principalmente de gas natural y de electricidad): reducen el beneficio de ahorro para el usuario. A la vez, los costos de equipamiento y de instalación más elevados que los del sistema convencional generan poco atractivo de inversión y no existen otros incentivos o beneficios para la adquisición del equipamiento.
- Falta de promoción y difusión de la tecnología, frente a un público con amplio desconocimiento del funcionamiento y de la calidad de los equipos y sistemas que existen en el mercado interno. Actualmente no existe un mecanismo de regulación de la calidad de los equipos que se comercializan internamente, lo que puede perjudicar el desarrollo del mercado argentino a futuro en materia de energía solar térmica.
- Marco normativo que regule la certificación de calidad de los equipos, la instalación, la formación y el desarrollo de la infraestructura a nivel nacional, la existencia de laboratorios acreditados y entes certificadores.

Tabla 12. Reducciones consideradas, viviendas alcanzadas y colectores acumulados a partir de la implementación de calefones solares.

Año	Reducciones (tCO ₂ eq)	Viviendas sociales (acumulado)	Viviendas particulares (acumulado)	m ² de colector (acumulado)
2020	70.158	44.600	103.740	296.680
2021	112.073	76.100	160.862	473.924
2022	165.539	109.175	240.833	700.016
2023	234.916	143.904	352.792	993.392
2024	318.352	180.369	492.741	1.346.220
2025	415.888	218.657	660.680	1.758.674
2026	530.216	258.860	862.206	2.242.132
2027	664.557	301.073	1.104.038	2.810.222
2028	817.052	345.397	1.382.144	3.455.082
2029	990.326	391.937	1.701.966	4.187.806
2030	1.187.389	440.804	2.069.762	5.021.132

- Estado incipiente de formación de la mano de obra para la instalación y el mantenimiento de la tecnología solar térmica.
- Necesidad de desarrollo y aumento de la capacidad de los laboratorios de ensayo acreditados para la certificación de los equipos de energía solar térmica.

Instrumentos y herramientas de implementación

- Proyecto de Ley de Fomento a la Energía Solar Térmica: este proyecto, que se encuentra en discusión parlamentaria, contempla un régimen de beneficios promocionales, tanto para el desarrollo de la industria nacional, como para la adquisición del equipamiento por parte de los usuarios, y una obligación progresiva de implementación de la tecnología en el ámbito público y privado.
- Campaña de difusión sobre los ahorros de electricidad, gas natural, gas licuado de petróleo o cualquier otro combustible utilizado para calentar agua, y sobre el uso correcto de los calentadores solares.
- Capacitación de especialistas en la instalación y en el mantenimiento de la tecnología, con enfoque en la federalización de estos recursos humanos.

Financiamiento

Se prevé la creación de un fideicomiso público (Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energía Solar Térmica, FOSOL), con el objetivo de administrar y otorgar los beneficios promocionales que contempla el proyecto de ley.

El FOSOL contará con aportes del tesoro nacional, financiamiento privado y/o internacional/multilateral.

Adicionalmente se pueden requerir fondos para el

desarrollo de capacidades para instalación y mantenimiento en todo el país.

Esquema de monitoreo y correspondencia entre la NDC y el inventario

- m² de colectores instalados: valor del año, valor acumulado desde el inicio de la medida y porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030. Se determina mediante ventas de equipos, por tipo de tecnología y zona.
- Potencia (MWth) instalados: valor del año, valor acumulado desde el inicio de la medida y porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.
- Millones de m³ de gas natural equivalente ahorrado por año, calculado por la implementación del equipamiento de energía solar térmica.

3.2.3 Alumbrado público

La medida considera la incorporación de luminarias de mayor eficiencia energética en los sistemas de alumbrado público. Estos sistemas incluyen tanto tecnología LED como nuevas tecnologías de Sodio de Alta Presión (SAP NT), para sustituir las luminarias tradicionales de SAP o de mercurio.

El alumbrado público es uno de los sectores en los que existe mayor potencial de acción directa del Estado nacional para lograr mejoras en la eficiencia energética. Por las características del servicio, las lámparas de alumbrado público son de alta potencia y permanecen encendidas alrededor del 45 % del tiempo.

En este sentido, la opción más conveniente es la tecnología LED, por las razones que se detallan a continuación:

- Su consumo de energía es considerablemente menor (ahorro de hasta el 50 % del consumo respecto de otras tecnologías).

- Su vida útil es del orden de tres veces la vida útil de las otras tecnologías (aproximadamente 50.000 horas versus 15.000), lo que reduce los costos de mantenimiento significativamente.

- Su nivel y calidad de iluminación es igual o superior al existente, lo que contribuye a la mejora en la calidad de vida en las áreas en las que se implementa.

- Permite mejor reconocimiento y registro de imágenes a través de las cámaras de seguridad.

- Su precio a nivel internacional ha disminuido significativamente en los últimos años. El Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE) analizó que el costo promedio de las lámparas LED decae a una tasa de entre el 28 % y el 42 % al año, y espera que este comportamiento se mantenga.

Por estas razones, las luminarias que utilizan tecnologías anteriores (sodio de alta presión, mercurio, mercurio halogenado y mezcladoras) están siendo reemplazadas por luminarias LED a nivel mundial.

El objetivo incondicional considera un mix de iluminación pública de 74 % LED y 26 % SAP NT.

Necesidades y barreras

- Restricciones de financiamiento: la mayor parte del alumbrado público pertenece a las administraciones municipales. En ese contexto, la

mayor barrera para que los municipios realicen proyectos de recambio de luminarias reside en el alto costo inicial que tienen las lámparas LED comparadas con otras tecnologías. En la mayor parte de los casos, este costo resulta excesivo para las finanzas de los municipios.

Adicionalmente, para asegurar el repago del capital invertido, es necesario que los municipios acepten contraer una deuda nominada en dólares o con posibilidad de ser indexada según el tipo de cambio. Si se busca que el valor de las cuotas sea del mismo orden de magnitud que el valor de la energía evitada, los plazos de la financiación deben ser del orden de los 10 a 12 años. Sin embargo, en caso de existir financiamiento, existe un flujo de fondos asociado a la tasa de alumbrado público municipal, que permitiría el repago de la inversión inicial.

- Falta de capacidades técnicas en tecnología LED y electrónica por parte del personal involucrado en la operación y en el mantenimiento de los sistemas de alumbrado público, principalmente en municipios pequeños. La tecnología LED incorpora componentes electrónicos que requieren especificidad para el diagnóstico de fallas y para el mantenimiento.

- Estado actual de la red: gran parte de la red de alumbrado público del país presenta problemas significativos de falta de mantenimiento, instalaciones obsoletas o en mal estado, y niveles de iluminación inadecuados. Las luminarias de tipo LED, por su tecnología, son más vulnerables a las instalaciones inadecuadas.

Tabla 13. Reducciones consideradas y tecnología utilizada en el alumbrado público.

Año	Reducciones (tCO ₂ eq)	Cantidad de LED	% de LED	Cantidad de SAP NT	% de SAP NT
2020	2.641.494	1.180.681	25 %	872.224	18 %
2021	2.892.517	1.541.791	32 %	1.026.986	21 %
2022	3.152.950	1.929.511	40 %	1.156.226	24 %
2023	3.422.940	2.343.965	47 %	1.259.839	26 %
2024	3.702.629	2.785.277	56 %	1.337.718	27 %
2025	3.992.151	3.253.576	64 %	1.389.751	27 %
2026	4.291.637	3.748.990	73 %	1.415.826	27 %
2027	4.372.821	3.827.495	73 %	1.415.826	27 %
2028	4.455.067	3.907.194	73 %	1.415.826	27 %
2029	4.538.402	3.988.104	74 %	1.415.826	26 %
2030	4.622.852	4.070.244	74 %	1.415.826	26 %

Asimismo, el bajo costo de la energía eléctrica durante los últimos años desalentó la adopción de tecnologías más eficientes desde el punto de vista energético.

- Información disponible: la demostración del ahorro alcanzado es uno de los principales argumentos para la promoción de este tipo de programas. Sin embargo, la disponibilidad de información para trazar la línea de base del consumo eléctrico en la red de alumbrado público es insuficiente, por las siguientes razones:

- No existe medición de la potencia consumida por el sistema de alumbrado. En muchos casos, la línea de alimentación del sistema de alumbrado es la misma que alimenta al consumo residencial, y no existen medidores de consumo asociados, ni es posible colocarlos con la configuración actual.

- La facturación se realiza con base en una estimación de potencia instalada y horas de uso, según un catastro realizado por la empresa distribuidora. La actualización de este catastro es una operación que se realiza de manera anual o bienal.

- Origen de tecnologías más eficientes: si bien existe tecnología nacional muy buena, que demuestra que no hace falta importar otras tecnologías, el mercado actualmente requiere de importaciones para abastecer el volumen de la demanda. Esta situación se exagera al promover la medida. Se requiere incrementar la oferta interna para poder abastecer al mercado potencial y alcanzar costos competitivos.

Instrumentos y herramientas de implementación

- Antecedentes institucionales:

- Decreto 140/2007: declara de interés y prioridad nacional el uso racional y eficiente de la energía, e instituye el PRONUREE.

- Decreto 231/2015: crea la Subsecretaría de Ahorro y Eficiencia Energética, estableciendo entre sus objetivos “proponer, implementar y monitorear programas que conlleven a un uso eficiente de los recursos energéticos, tanto en la oferta de fuentes primarias y secundarias, como en las etapas de transformación y en los distintos sectores de consumo (industrial, residencial, comercial, público, transporte, agro y otros), pro-

moviendo nuevos programas así como la efectiva implementación de los programas existentes”.

- Plan Más Cerca Eléctrico: se propone aumentar la eficiencia del alumbrado público y de la infraestructura eléctrica, a cargo de la Secretaría de Energía Eléctrica.

- Acciones desarrolladas por la Subsecretaría de Ahorro y Eficiencia, para promover la sustitución del parque de luminarias existente por tecnología LED:

- Especificación técnica: se realizó una consulta pública a entidades técnicas y fabricantes de luminarias, para desarrollar una especificación técnica para la compra de luminarias adaptadas a la realidad local¹¹.

- Plan de recambio con fondos no reembolsables del Tesoro nacional: se lanzó el Plan de Alumbrado Eficiente (PLAE)¹², consistente en el recambio de luminarias por equipos más eficientes de tecnología LED en la vía pública, tanto en municipios como en rutas provinciales. Se realiza con fondos del presupuesto nacional. En la primera etapa, el presupuesto asignado es de 250 millones de pesos.

- Plan de recambio de alumbrado bajo el esquema de participación público-privada (PPP): en esta alternativa, una empresa privada está encargada de la provisión, instalación, mantenimiento, operación y disposición final de residuos para la ejecución del proyecto de recambio, así como de su financiamiento total o parcial. Adicionalmente, el contratista deberá proveer capacitación técnica al personal del municipio involucrado de manera de generar capacidades locales. A cambio, se acordará el pago de una cuota a lo largo de un plazo aproximado de 10 años. La disminución de costos de iluminación (energía y mantenimiento) asociada a la ejecución del proyecto ayuda a que los municipios sean capaces de enfrentar el pago de la cuota sin ver su ecuación financiera alterada significativamente, reduciendo el riesgo de incobrabilidad. Se está desarrollando un proyecto piloto de instalación de aproximadamente 100.000 luminarias en municipios de la provincia de Buenos Aires, bajo este esquema. Su objetivo es contribuir al desarrollo del esquema de PPP en el alumbrado

11. Disponible en <https://www.minem.gob.ar/planeamiento-energetico/eficiencia-energetica/noticias/26141/alumbrado-publico-documento-final-post-consulta.html>

12. Disponible en <https://www.minem.gob.ar/prensa/26197/se-creo-el-plan-alumbrado-eficiente.html>



público, la evaluación de los resultados y las barreras encontradas para la implementación, de manera de permitir estructurar un programa de alcance nacional.

- Cooperación técnica para un censo nacional de alumbrado público (línea de base y relevamiento de acciones de municipios).

Financiamiento

El recambio del alumbrado público actualmente se financia utilizando fondos del Tesoro nacional. Se está negociando la obtención de fondos multilaterales y se está desarrollando el esquema de PPP.

Esquema de monitoreo y correspondencia entre la NDC y el inventario

- Potencia instalada para determinar la potencia ahorrada (MW), según tecnología: valor del año, valor acumulado desde el inicio de la medida y porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.
- Estimación de la energía ahorrada (MWh/año) en base a la potencia ahorrada y a las horas de uso, según tecnología: valor del año, valor acumulado desde el inicio de la medida y porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.
- Cantidad de luminarias instaladas por tipo: valor del año, valor acumulado desde el inicio de la medida y porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.

3.2.4 Eficiencia en electrodomésticos

La medida incluye la actualización del parque de electrodomésticos por equipos de mayor eficiencia. La medida incondicional está orientada al etiquetado de heladeras, lavarropas y equipos de aire acondicionado e incluye también la incorporación de equipos con reducción de consumo en *stand-by*. La medida adicional contempla incentivos para el reemplazo de los electrodomésticos mencionados y de los televisores, y el límite de *set point* de los equipos de aire acondicionado.

El objetivo al 2030 considera que el 70 % de los equipos alcancen la eficiencia A3+ y A5+¹³.

Necesidades y barreras

- Aspecto económico: la relación entre el costo de la energía eléctrica y el diferencial de precio para el recambio tecnológico en el mercado de los electrodomésticos eficientes no genera el suficiente incentivo. Los ahorros logrados por la incorporación de la tecnología más eficiente no compensan la inversión adicional requerida en un plazo atractivo. Los precios de los electrodomésticos más eficientes suelen ser muy superiores a los modelos de menor eficiencia, lo que genera que muchos consumidores opten por estos últimos.
- Falta de información al consumidor sobre ahorros derivados del uso de electrodomésticos eficientes.
- Falta de información al consumidor sobre el

Tabla 14. Reducciones consideradas a partir de la incorporación de electrodomésticos eficientes.

Año	Reducciones incondicionales (tCO ₂ eq)	Reducciones adicionales (tCO ₂ eq)	Reducciones adicionales con <i>set point</i> (tCO ₂ eq)
2020	2.816.309	127.720	278.565
2021	3.254.159	162.807	352.181
2022	3.767.595	197.547	425.481
2023	4.355.832	246.490	511.485
2024	5.042.079	422.385	723.421
2025	5.830.928	502.932	837.649
2026	6.747.683	563.532	930.697
2027	7.783.589	616.643	1.015.554
2028	8.680.831	655.181	1.086.026
2029	9.626.384	790.368	1.253.358
2030	10.623.349	807.211	1.302.582

13. Heladeras: A2+(incondicional) - A3+(adicional) / Lavarropas: A3+ / Aire acondicionado: A5+ / TV: A3+.

etiquetado de eficiencia energética.

- Falta de información respecto de las ventas de equipos por tipo.
- Falta de información respecto de los usos de distintos tipos de tecnologías en el sector residencial.

Instrumentos y herramientas de implementación

- Resolución 319 SE/99: la ex Secretaría de Industria, Comercio y Minería estableció el marco para la aplicación obligatoria de etiquetas de eficiencia energética para un primer listado de artefactos eléctricos de uso doméstico.
- Decreto 140/2007: el PRONUREE contempla el establecimiento de un régimen de etiquetado de eficiencia energética y el desarrollo y la implementación de estándares de eficiencia energética mínima. El mencionado marco legal estableció el etiquetado obligatorio para los refrigeradores, congeladores y sus combinaciones, para los equipos de aire acondicionado y para los lavarropas eléctricos.
- Norma IRAM 62.301: es de aplicación voluntaria y establece la medición del consumo de energía en modo de espera (*stand-by*).
- TOPTEN la Argentina: es una herramienta de consulta *online* que incorpora la variable del consumo de energía al momento de comprar un nuevo equipo, ofreciendo al consumidor información sobre los productos más eficientes del mercado. En la Argentina es Fundación Vida Silvestre la encargada de gestionarla.
- Programa de normalización, etiquetado y estándares de eficiencia energética mínima: herramienta que permite dar seguimiento al estado de las etiquetas de los distintos electrodomésticos, definir el nivel mínimo de eficiencia de los equipos comercializados y fomentar la industria de electrodomésticos de mayor eficiencia, promoviendo el desarrollo tecnológico y la competencia entre fabricantes e importadores.
- Proyecto de Ley de Eficiencia Energética: establecería el marco para conjugar distintas actividades como el etiquetado, el establecimiento de estándares mínimos, las campañas de difusión y educación, y la promoción de políticas de recambio de tecnología, entre otras.
- Encuesta Nacional de Gastos de los Hogares (ENGHo): permite obtener información respecto de los usos de la energía en el sector residencial,

a partir del módulo energético que se incluyó en 2017. Los resultados estarán disponibles en 2019.

- Campañas de capacitación a vendedores de salón sobre la eficiencia energética de los electrodomésticos, realizadas por la Subsecretaría de Ahorro y Eficiencia Energética.
- Campaña de difusión de los ahorros que se generan a partir de la utilización de distintas tecnologías y del rol del etiquetado:
 - Guía de Buenas Prácticas para un Uso Responsable de la Energía¹⁴.
 - Promoción del Programa de Etiquetado de electrodomésticos a través de la página web del MINEM¹⁵.
- Normas IRAM que regulan los electrodomésticos actualmente:
 - 62.406 (equipos de aire acondicionado).
 - 2.404-3 (refrigeradores).
 - 2.141-3 (lavarropas).
 - 62.411 (televisores)
 - 62.301 (*stand-by*).
- Efecto rebote: se debe considerar el efecto que podría generar la incorporación de tecnología más eficiente sin reemplazo del equipo anterior, lo que provocaría un aumento de la demanda real. Adicionalmente, se deben contemplar necesidades para la gestión y disposición final de los equipos reemplazados.

Financiamiento

Se requieren fondos orientados a proyectos de eficiencia energética, tanto para el desarrollo de políticas como para la implementación, y para reforzar y ampliar la capacitación y la difusión en la temática.

Esquema de monitoreo y correspondencia entre la NDC y el inventario

- Ventas de electrodomésticos por año, según eficiencia: valor del año, valor acumulado desde el inicio de la medida y porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.
- Energía consumida para determinar la energía ahorrada (MWh) por año, por electrodoméstico:

14. Disponible en <http://scripts.minem.gob.ar/octopus/archivos.php?file=7551>

15. Disponible en <https://www.minem.gob.ar/www/835/25384/programa-de-etiquetado.html>



valor del año, valor acumulado desde el inicio de la medida y porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.

3.2.5 Bombas de calor

La medida considera el reemplazo de estufas de tiro balanceado por equipos de aire acondicionado frío-calor (bombas de calor).

El objetivo adicional que se plantea para esta medida es una penetración del 90 % de bombas de calor para el 2030.

Necesidades y barreras

- Falta de información al usuario respecto del uso de distintos tipos de tecnologías para la calefacción en el sector residencial, de los ahorros derivados de la eficiencia energética y de las costumbres a modificar.
- Relación de costo de energía eléctrica y combustibles (principalmente gas natural) y diferencia del precio para el recambio tecnológico en los casos en los que ya se encuentra instalado un sistema de tiro balanceado.
- Falta de información respecto de las ventas para establecer políticas efectivas.

Instrumentos y herramientas de implementación

- Campaña de difusión de los ahorros que se generan a partir de la utilización de distintas tecnologías y del rol del etiquetado:
 - Guía de Buenas Prácticas para un Uso Responsable de la Energía¹⁶.
 - Promoción del Programa de Etiquetado de electrodomésticos a través de la página web del MINEM¹⁷.
- Proyecto de Ley de Eficiencia Energética: establecería el marco para conjugar distintas actividades como el etiquetado, el establecimiento de estándares mínimos, las campañas de difusión y educación, y la promoción de políticas de recambio de tecnología, entre otras.
- Norma IRAM 62.406 (equipos de aire acondicionado).
- Norma NAG-315 (calefactores).

Financiamiento

Se requieren fondos orientados a proyectos de eficiencia energética, tanto para el desarrollo de políticas como para la implementación, y para reforzar y ampliar la investigación, el desarrollo, la capacitación y la difusión en la temática.

Tabla 15. Reducciones consideradas y cantidad de equipos a partir de la incorporación de bombas de calor.

Año	Reducciones adicionales (tCO ₂ eq)	Cantidad de estufas de tiro balanceado	Cantidad de bombas de calor	% de bombas de calor
2020	306.615	355.696	237.131	140 %
2021	466.246	300.070	300.070	50 %
2022	661.833	242.985	364.478	60 %
2023	897.043	184.439	430.357	70 %
2024	1.172.934	124.428	497.710	80 %
2025	1.493.705	62.949	566.542	90 %
2026	1.822.585	63.685	573.164	90 %
2027	2.158.500	64.421	579.790	90 %
2028	2.499.808	65.157	586.417	90 %
2029	2.846.463	65.894	593.044	90 %
2030	3.198.418	66.630	599.668	90 %

16. Disponible en <http://scripts.minem.gob.ar/octopus/archivos.php?file=7551>

17. Disponible en <https://www.minem.gob.ar/www/835/25384/programa-de-etiquetado.html>

Esquema de monitoreo y correspondencia entre la NDC y el inventario

- Cantidad de aires acondicionados frío-calor vendidos: valor del año, valor acumulado desde el inicio de la medida y porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.
- Cantidad de estufas de tiro balanceado vendidas: valor del año, valor acumulado desde el inicio de la medida y porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.
- Cantidad de estufas de tiro normal vendidas: valor del año, valor acumulado desde el inicio de la medida y porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.
- Energía eléctrica consumida a nivel residencial (MWh) por año: valor del año, valor acumulado desde el inicio de la medida y porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.
- Gas natural consumido a nivel residencial (Mm³) por año: valor del año, valor acumulado desde el inicio de la medida y porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.

3.2.6 Envoltente térmica en edificios

La medida considera la mejora de las aislaciones de las viviendas residenciales y el uso de materiales innovadores que mejoren la envoltente térmica del edificio, para reducir los consumos de combustibles y de electricidad para la climatización.

El objetivo adicional al 2030 es de 5,7 millones de viviendas.

Necesidades y barreras

- Costos de energía eléctrica y combustibles (principalmente gas natural) que no generan los ahorros económicos suficientes para incentivar la implementación natural de la medida.
- Falta de recursos para garantizar el cumplimiento de las normas de aislamiento térmico en edificaciones.
- Falta de recursos técnicos para la difusión y la implementación de la norma IRAM 11.900 v2017 para la calificación energética de edificios.
- Falta de información en el sector residencial sobre los ahorros derivados de la eficiencia energética.

Instrumentos y herramientas de implementación

- Proyecto de norma IRAM 11.900 v2017 (actualmente rige la norma IRAM 11.900 v2010 de etiquetado de eficiencia energética en viviendas).
- Ordenanza 8.757 (Rosario): reglamenta que toda construcción que supere los 2.000 m² de superficie debe contar con el certificado de aspectos higrotérmicos y eficiencia energética.
- Proyecto de Ley de Eficiencia Energética.
- Ley 13.059 (provincia de Buenos Aires): establece que todas las construcciones públicas y privadas destinadas al uso humano (viviendas,

Tabla 16. Reducciones consideradas y cantidad de viviendas alcanzadas por la mejora de la envoltente térmica.

Año	Reducciones adicionales (tCO ₂ eq)	Cantidad de viviendas
2020	221.983	1.229.703
2021	302.719	1.649.833
2022	387.082	2.075.090
2023	475.248	2.505.480
2024	567.403	2.941.010
2025	663.740	3.381.687
2026	764.350	3.827.516
2027	869.448	4.278.499
2028	979.261	4.734.636
2029	1.094.030	5.195.928
2030	1.214.006	5.662.372



escuelas, industrias, hospitales, entre otras) que se construyan en el territorio de la provincia de Buenos Aires deberán garantizar un correcto aislamiento térmico, de acuerdo con las diversas variables climatológicas, a las características de los materiales a utilizar, a la orientación geográfica de la construcción y a otras condiciones que se determinen por vía reglamentaria.

- Ley 4.458 (Ciudad de Buenos Aires): establece normas de acondicionamiento térmico en la construcción de edificios. Sus especificaciones fueron incluidas en el Código de Edificación y su aplicación es obligatoria para los profesionales y responsables de proyectos de obras.

- Norma IRAM 11.605 (envolvente térmica): establece el nivel B como estándar mínimo obligatorio para la construcción de viviendas sociales.

- Norma IRAM 11.507 (carpintería de obra): establece el etiquetado de ventanas.

- Estudio sobre envolventes térmicas y adecuación normativa sobre envolventes, para adhesión de provincias y municipios. Se está trabajando en la mesa de IRAM con especialistas en la materia.

- Pruebas piloto de certificación energética de viviendas: se realizó la primera prueba piloto de certificación energética de viviendas en la ciudad de Rosario y se espera realizar otras tres para el año 2018. Con las pruebas piloto no solo se obtendrá información de las viviendas a relevar sino que también servirán para:

- Difundir y capacitar al sector sobre la norma IRAM 11.900 v2017.

- Concientizar al sector residencial y poner en evidencia la situación actual.

- Probar los mecanismos de implementación.

- Proyecto del Fondo para el Medio Ambiente Mundial (GEF, por sus siglas en inglés) de vivienda social: se construirán 128 viviendas sociales en seis regiones bioclimáticas, contemplando cuatro grupos de viviendas con distintos diseños y niveles de eficiencia energética. Estas viviendas serán monitoreadas a lo largo de un año con el objetivo de evaluar el ahorro energético obtenido con las distintas tecnologías.

- Semáforo de vivienda social: es un trabajo interministerial entre el MAyDS, el Ministerio de Interior y el MINEM, en el cual se establecen es-

tándares mínimos para el diseño, la construcción y el equipamiento de viviendas sociales.

- Capacitación de especialistas en la instalación y en el mantenimiento de la tecnología, con enfoque en la federalización de estos recursos humanos.

- Programa de créditos blandos para la adquisición de materiales eficientes.

Financiamiento

Se requieren fondos para el desarrollo de líneas de créditos blandos y para la implementación de laboratorios de ensayo para la certificación de materiales. Además, se requieren fondos de apoyo para la reformulación de los códigos constructivos por zonas climáticas, y para reforzar y ampliar la capacitación y la difusión en la temática.

Esquema de monitoreo y correspondencia entre la NDC y el inventario

- Consumo residencial de electricidad (kWh/m²): valor del año, valor acumulado desde el inicio de la medida y porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.

- Consumo residencial de electricidad (kWh/habitante): valor del año, valor acumulado desde el inicio de la medida y porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.

- Consumo residencial de gas natural (Mm³/m²): valor del año, valor acumulado desde el inicio de la medida y porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.

- Consumo residencial de gas natural (Mm³/habitante): valor del año, valor acumulado desde el inicio de la medida y porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.

- Cantidad de viviendas sociales construidas con los nuevos estándares de eficiencia energética al año: valor del año, valor acumulado desde el inicio de la medida y porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.

- Cantidad de edificaciones certificadas según norma IRAM 11.900 v2017: valor del año, valor acumulado desde el inicio de la medida y porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.

- Cantidad de profesionales capacitados para certificar viviendas: valor del año y valor acumulado desde el inicio de la medida.

3.2.7 Calefones eficientes

La medida apunta a la utilización de calefones y termotanques de mayor eficiencia, sin piloto y a la sustitución de los termotanques por calefones.

El objetivo incondicional considera la implementación de un estándar mínimo A para las ventas a partir de 2019 para calefones y termotanques, llegando en 2030 al 100 % de equipos clase A.

El objetivo adicional considera la incorporación de termotanques clase A y el reemplazo de termotanques por calefones en un 70 %.

Necesidades y barreras

- Aspectos económicos: la relación entre el costo del gas y la diferencia de precio para el recambio tecnológico no generan un incentivo económico para el recambio. Los precios del mercado de los calefones y termotanques eficientes son bastante superiores a los de menor eficiencia, lo que provoca que muchos consumidores opten por estos últimos.
- Falta de información respecto de las ventas para establecer políticas efectivas.
- Falta de información respecto de los usos de distintos tipos de tecnologías en el sector residencial.
- Falta de información al consumidor sobre los ahorros derivados del uso de calefones y termotanques eficientes.

- Falta de información al consumidor sobre el etiquetado energético.

- Limitación del uso de determinadas tecnologías por zona bioclimática.

Instrumentos y herramientas de implementación

- Proyecto de Ley de Eficiencia Energética.
- Proyecto de Ley de calefones sin piloto.
- ENGHo: permite obtener información respecto de los usos de la energía en el sector residencial, a partir del módulo energético que se incluyó en 2017. Los resultados estarán disponibles en 2019.
- Informe de ventas anuales de calefones y termotanques.
- Norma NAG-313 (eficiencia energética de calefones).
- Norma NAG-314 (eficiencia energética de termotanques).

Financiamiento

Aún no fueron definidos los mecanismos e instrumentos.

Esquema de monitoreo y correspondencia entre la NDC y el inventario

- Cantidad de calefones vendidos por clase de eficiencia: valor del año, valor acumulado desde el inicio de la medida y porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.

Tabla 17. Reducciones consideradas y porcentaje de equipos eficientes.

Año	Reducciones incondicionales (tCO ₂ eq)	% de ventas de equipos clase A (calefones y termotanques)
2020	30.726	1100 %
2021	62.140	100 %
2022	94.305	100 %
2023	127.241	100 %
2024	160.963	100 %
2025	195.485	100 %
2026	230.825	100 %
2027	267.000	100 %
2028	304.026	100 %
2029	341.920	100 %
2030	380.699	100 %

- Cantidad de termotanques vendidos por clase de eficiencia: valor del año, valor acumulado desde el inicio de la medida y porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.

- Falta de información respecto del uso de distintos tipos de tecnologías en el sector residencial.

3.2.8 Iluminación residencial

Esta medida considera el reemplazo de las lámparas convencionales por iluminación LED en el sector residencial.

El objetivo incondicional al 2030 es que el 100 % de la iluminación residencial sea LED.

Necesidades y barreras

- Aspectos económicos: la relación entre el costo de la energía eléctrica y el diferencial de precio para el recambio tecnológico no genera el suficiente incentivo económico. Las lámparas LED actualmente se consiguen en el mercado por precios muy superiores a las lámparas bajo consumo y halógenas, lo que genera que muchos consumidores opten por estas últimas.
- Falta de información al usuario sobre ahorros derivados de la eficiencia energética según la tecnología utilizada.
- Las luminarias LED aún no cuentan con estándares mínimos obligatorios.
- Origen importado de nuevas tecnologías más eficientes.
- Falta de información respecto de las ventas para establecer políticas efectivas.

Instrumentos y herramientas de implementación

- Ley 26.473 (2009): prohíbe la importación y la comercialización de lámparas incandescentes de uso residencial.
- Decreto 140/2007 (PRONUREE): contempla el establecimiento de un régimen de etiquetado de eficiencia energética y el desarrollo y la implementación de estándares de eficiencia energética mínima. Estableció el etiquetado obligatorio para los siguientes equipos:
 - Lámparas fluorescentes de iluminación general con simple y doble casquillo.
 - Balastos para lámparas fluorescentes.
- PRONUREE (2013): reemplazo de lámparas incandescentes y de otras tecnologías poco eficientes, por igual número de lámparas fluorescentes compactas (LFC) de bajo consumo y lámparas tipo LED en los hogares conectados a la red pública.
- Esquema de prohibición de lámparas halógenas: proyecto de ley para la prohibición de la importación y la comercialización de lámparas halógenas.
- Normas IRAM:
 - 62.404-1 (lámparas incandescentes y halógenas).
 - 62.404-2 (lámparas fluorescentes).
 - 62.407 (balastos para lámparas fluorescentes).
 - 62.404-3 (lámparas LED).

Tabla 18. Reducciones consideradas y porcentaje de iluminación LED.

Año	Reducciones (tCO ₂ eq)	% de iluminación LED
2020	16.252.988	62 %
2021	16.875.655	74 %
2022	17.641.111	90 %
2023	18.081.509	95 %
2024	18.435.058	97 %
2025	18.828.087	100 %
2026	19.128.196	100 %
2027	19.432.477	100 %
2028	19.741.016	100 %
2029	20.053.90	100 %
2030	20.371.213	100 %

Financiamiento

Aún no fueron definidos los mecanismos e instrumentos.

Esquema de monitoreo y correspondencia entre la NDC y el inventario

- Cantidad de lámparas vendidas por tipo: valor del año, valor acumulado desde el inicio de la medida y porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.

tación de las medidas. Por último, cabe destacar que el análisis de las medidas de mitigación se encuentra en un proceso continuo de mejora, ya que la reducción de emisiones de GEI es una estimación obtenida en función de los parámetros y supuestos vigentes al momento de la realización del Plan. Por lo tanto, puede verse sujeta a cambios a partir de las mejoras continuas en la obtención de los datos de actividad y del análisis en profundidad de las interacciones entre las medidas.

4. Medidas de adaptación

En línea con los cambios esperados y con los potenciales impactos en el sector, las posibles medidas de adaptación que fueron consensuadas en las mesas de trabajo son:

- Reducción de la vulnerabilidad del sistema eléctrico frente a las olas de calor, mediante el enfriamiento del aire en la entrada del compresor de turbinas de gas.
- Reducción de la vulnerabilidad del sistema eléctrico frente a las olas de calor, mediante la implementación de un sistema de gestión de la demanda eléctrica.
- Adaptación de la infraestructura hidroeléctrica a futuros cambios en los patrones de lluvias.
- Adaptación de la infraestructura de generación, transporte y distribución de la energía a los eventos climáticos extremos, y monitoreo.

En 2018 y 2019, se espera elaborar estudios en el marco del Plan Nacional de Adaptación para ampliar y profundizar la identificación de necesidades, riesgos y vulnerabilidades en el sector energético, así como también las potenciales estrategias y acciones para reducirlos.

5. Pasos a seguir

En el marco del GNCC, durante el período 2018-2019 se abordarán temas como el plan de monitoreo de las medidas de mitigación, la educación para la acción climática, la vinculación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible y las cuestiones de género, entre otras cosas. Estos nuevos temas serán incluidos en las próximas revisiones del Plan de Acción. Asimismo, durante ese período se espera lograr el desarrollo de subplanes y alcanzar una profundización del financiamiento necesario para la implemen-



Bibliografía y fuentes

Comisión Intercámaras de Electrodomésticos. (2016). *Situación de la industria de artefactos para el hogar en Argentina*.

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable. (2016). *Primera Revisión de su Contribución Determinada a Nivel Nacional*. Dirección Nacional de Cambio Climático, Buenos Aires.

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable. (2017). *Anexo del Segundo Informe Bienal de Actualización de la República Argentina a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (BUR2)*. Buenos Aires.

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable. (2017). *Segundo Informe Bienal de Actualización de la República Argentina a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (BUR2)*. Buenos Aires.

Prieto, R., Lezama, J., & Gil, S. (2014). *Potenciales ahorros de gas en la Argentina por mejoras en los sistemas de calentamiento de agua*.

Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación. (2007). *Segunda Comunicación Nacional de la República Argentina a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático*. Buenos Aires.

Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación. (2015). *Inventario de Gases de Efecto Invernadero de la República Argentina - Años 2010 y 2012*. En *Tercera Comunicación Nacional de la República Argentina a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático*. Buenos Aires.

Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación. (2015). *Tercera Comunicación Nacional de la República Argentina a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático*. Buenos Aires.

U.S. Department of Energy. (2014). *Energy Savings Forecast of Solid-State Lighting in General Illumination Applications*.

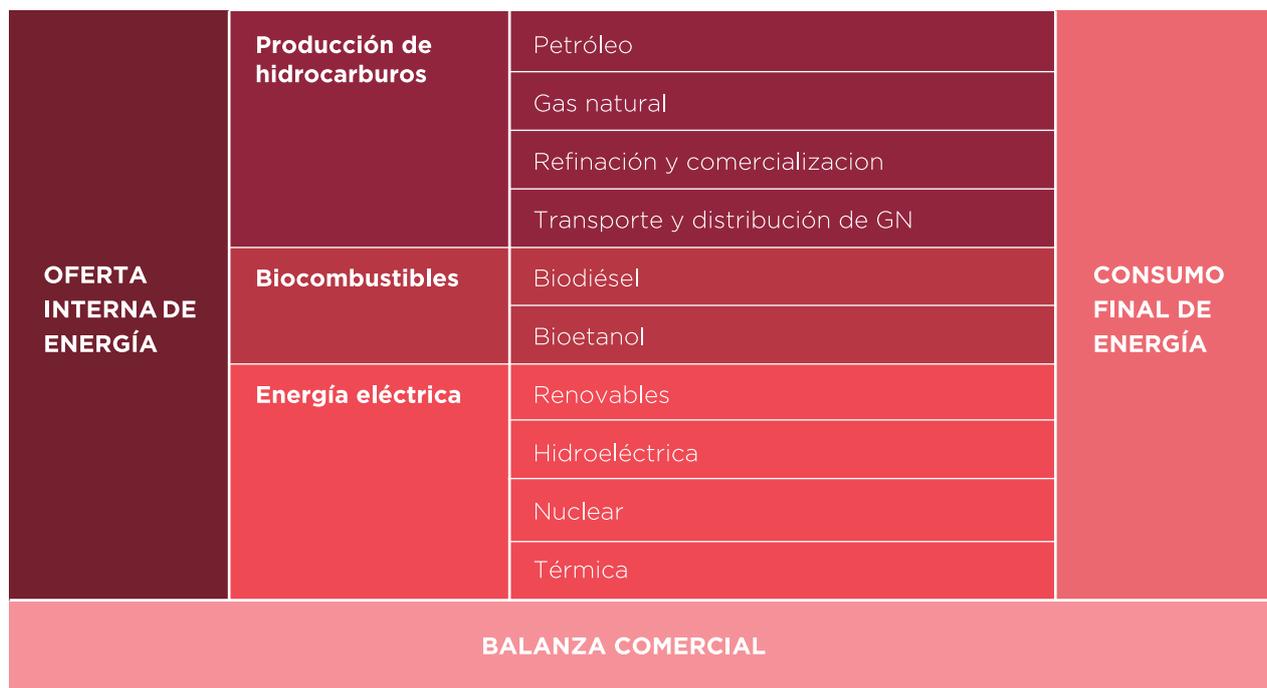


Anexos

Anexo I: Información sobre el sector energía

El Ministerio de Energía y Minería (MINEM) está estructurado en las siguientes áreas temáticas: minería, hidrocarburos, energía eléctrica y planeamiento estratégico.

Figura 26. Áreas de gestión de la información.



A continuación, se describe el estado de situación del sector energía según cada una de las áreas. Los datos presentados, que corresponden al Balance Energético Nacional 2016, son preliminares y se encuentran sujetos a modificación.

OFERTA INTERNA DE ENERGÍA

En la Argentina, la oferta interna total de energía, definida como la oferta interna de energía primaria más el saldo comercial de fuentes secundarias, se caracteriza por su fuerte dependencia de los combustibles de origen fósil. Esta fuente representó en el

año 2016 el 88,4 % de la oferta interna total: 55,4 % correspondió al gas natural, el 31,8 % al petróleo y sus derivados, y el 1,2 % al carbón mineral y sus derivados. Por su parte, la energía hidroeléctrica alcanzó en 2016 el 3,8 % de la oferta interna total de energía y la energía nuclear el 2,6 %.

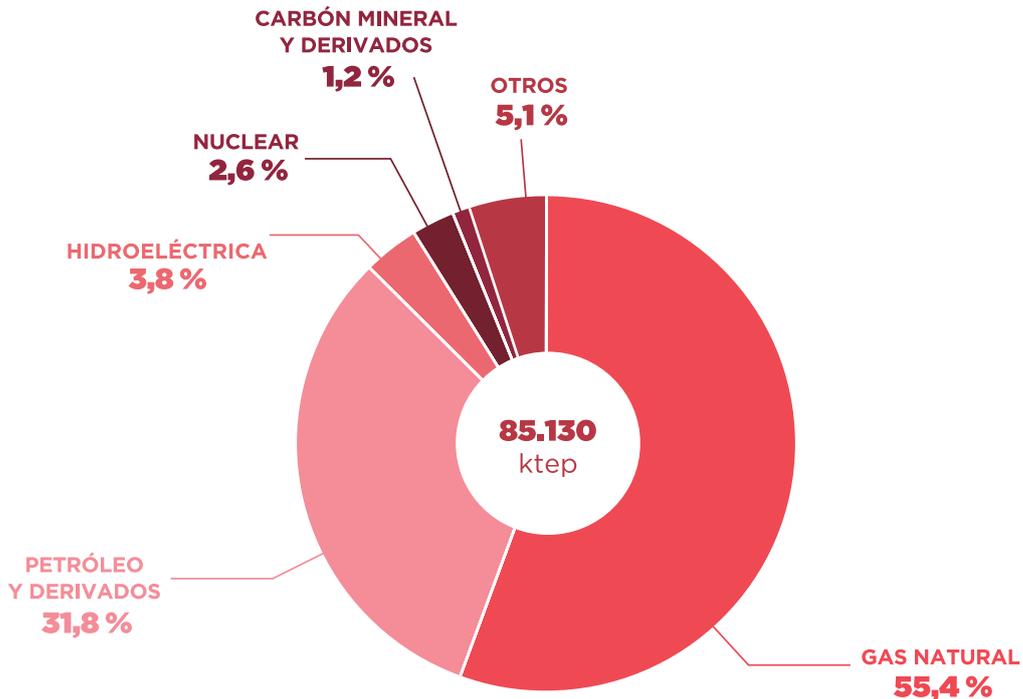
Durante la última década, la oferta interna de energía mostró una evolución creciente, a una tasa del 1,3 % anual. Entre 2015 y 2016, creció un 0,6 %.

Tabla 19. Evolución de la oferta interna total de energía (2007-2016).

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Variación a.a. 07-16	Variación 15-16	Participación 16
	ktep										%	%	%
Gas natural	42.290	43.821	43.821	42.150	42.974	45.220	45.067	45.739	46.486	47.180	1,2 %	1,5 %	55,4 %
Petróleo y derivados	23.922	23.752	23.752	24.306	25.423	25.466	26.665	25.768	26.579	27.048	1,4 %	1,8 %	31,8 %
Hidroeléctrica	3.403	3.391	3.391	3.644	3.429	3.194	3.583	3.562	3.530	3.250	-0,5 %	-7,9 %	3,8 %
Nuclear	2.142	2.189	2.189	2.283	1.910	1.854	1.850	1.280	2.204	2.224	0,4 %	0,9 %	2,6 %
Carbón mineral y derivados	1.230	1.506	1.506	1.160	1.402	1.235	1.125	1.375	1.358	1.048	-1,8 %	-22,8 %	1,2 %
Otros	2.653	2.607	2.607	3.583	3.861	3.777	3.856	4.373	4.434	4.380	5,7 %	-1,2 %	5,1 %
Total	75.640	77.266	77.266	77.125	79.001	80.748	82.146	82.096	84.591	85.130	1,3 %	0,6 %	100,0 %

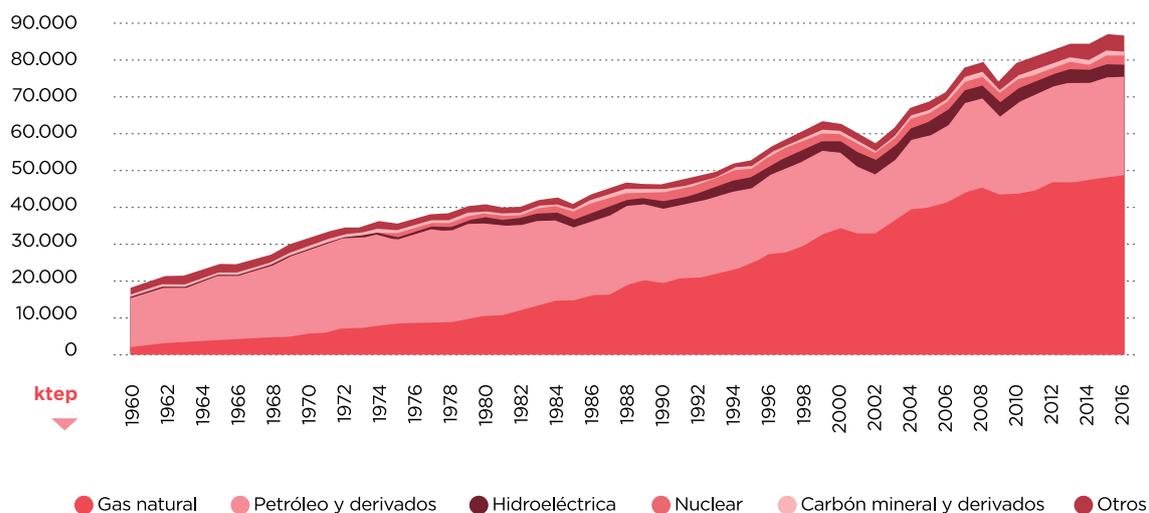
Fuente: Balance Energético Nacional 2016, Ministerio de Energía y Minería.

Figura 27. Participación de cada fuente en la oferta interna total de energía (2016).



Fuente: Balance Energético Nacional, Ministerio de Energía y Minería.

Figura 28. Evolución de la oferta interna total de energía (1960-2016).



Fuente: Balance Energético Nacional 2016, Ministerio de Energía y Minería.

Producción de hidrocarburos

Producción de petróleo

La producción de petróleo, que representa el 32 % de la oferta total de energía primaria, experimentó durante la última década una disminución anual acumulada promedio del 2,4 %. En 2016 alcanzó los 29.708 Mm³, lo que representó una reducción del 3,9 % interanual.

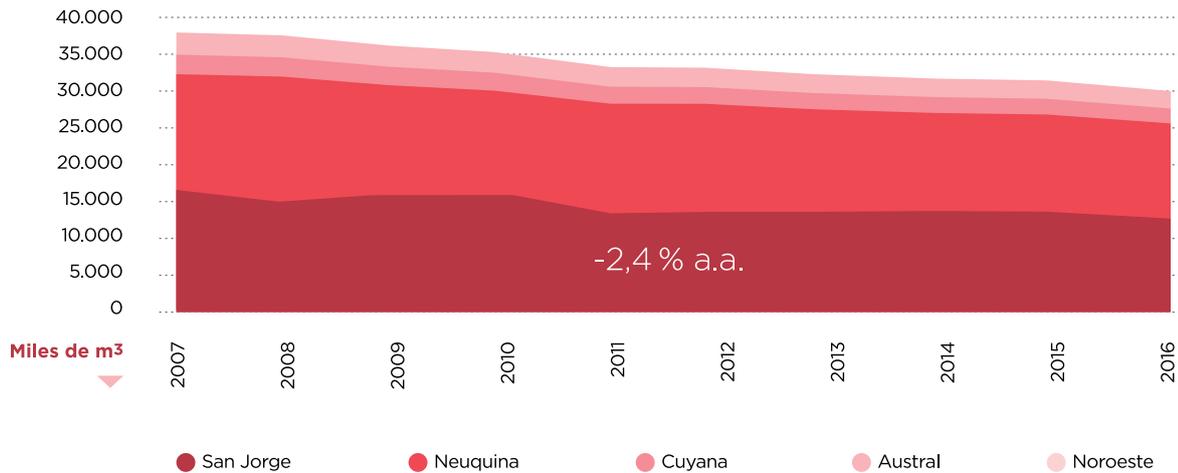
La principal cuenca productora del país en 2016 fue la cuenca del Golfo San Jorge (48,8 %), seguida de la cuenca Neuquina, que representó el 40,6 % de la producción.

Tabla 20. Evolución de la producción de petróleo por cuenca (2007-2016).

	Austral	Cuyana	San Jorge	Neuquina	Noroeste	Total	Variación i.a.
Año	Mm ³	%					
2007	1.594	2.107	16.125	16.207	792	36.825	
2008	1.719	2.030	15.282	16.592	793	36.416	-1,1 %
2009	1.762	1.915	15.802	14.818	736	35.032	-3,8 %
2010	1.581	1.883	15.757	14.322	657	34.199	-2,4 %
2011	1.466	1.872	14.674	13.551	554	32.116	-6,1 %
2012	1.559	1.816	15.140	12.919	534	31.969	-0,5 %
2013	1.432	1.753	15.031	12.645	472	31.333	-2,0 %
2014	1.324	1.702	15.113	12.310	431	30.880	-1,4 %
2015	1.246	1.614	15.250	12.343	444	30.898	0,1 %
2016	1.159	1.582	14.497	12.062	409	29.708	-3,9 %
Variación a.a. 2007-2016	-3,5 %	-3,1 %	-1,2 %	-3,2 %	-7,1 %	-2,4 %	
Variación 2015-2016	-7,0 %	-2,0 %	-4,9 %	-2,3 %	-8,0 %	-3,9 %	

Fuente: Informe Estadístico Anual 2016, Ministerio de Energía y Minería.

Figura 29. Evolución de la producción de petróleo por cuenca (2007-2016).



Con vastos recursos de hidrocarburos en yacimientos no convencionales (*shale* y *tight oil*), la producción de la Argentina experimentó un notable in-

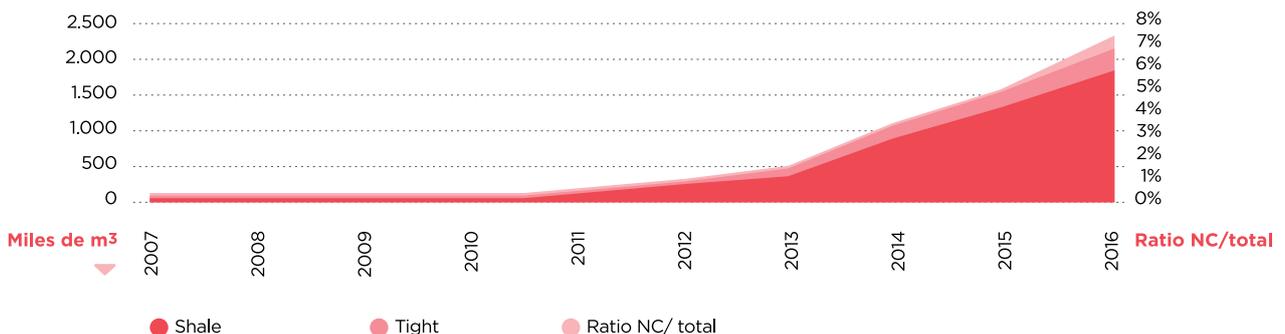
cremento en este tipo de producción. En la última década, se produjo un aumento del 68,2 % anual, alcanzando, en 2016, el 6,8 % de la producción.

Tabla 21. Evolución de la producción de petróleo por tipo de recurso (2007-2016).

Año	Convencional Mm ³	Shale Mm ³	Tight Mm ³	No convencional (NC) Mm ³	Ratio NC/total
2007	36.806	8	11	19	0,1 %
2008	36.397	8	11	18	0,1 %
2009	35.014	10	8	18	0,1 %
2010	34.171	20	9	29	0,1 %
2011	32.025	78	12	90	0,3 %
2012	31.766	182	20	202	0,6 %
2013	30.864	400	69	469	1,5 %
2014	29.810	969	100	1.069	3,5 %
2015	29.390	1.346	162	1.508	4,9 %
2016	27.693	1.725	290	2.015	6,8 %
Variación a.a. 2007-2016	-3,1 %	82,1 %	44,1 %	68,2 %	
Variación 2015-2016	-5,8 %	28,1 %	79,3 %	33,6 %	

Fuente: Informe Estadístico Anual 2016, Ministerio de Energía y Minería.

Figura 30. Evolución de la producción de petróleo por tipo de recurso (2007-2016).



Fuente: Informe Estadístico Anual 2016, Ministerio de Energía y Minería.



Producción de gas natural

Por su parte, la producción de gas natural, que representa el 53,6 % de la oferta de energía primaria del país, disminuyó en la última década a un ritmo del 1,4 % anual, mostrando, entre 2015 y 2016, un incremento del 4,9 %, hasta llegar a los 44.988 MMm³.

El 57,3 % de la producción de gas natural de la Argentina se encuentra concentrado en la cuenca

Neuquina, seguida por la cuenca Austral, que representa el 23,5 % de la producción.

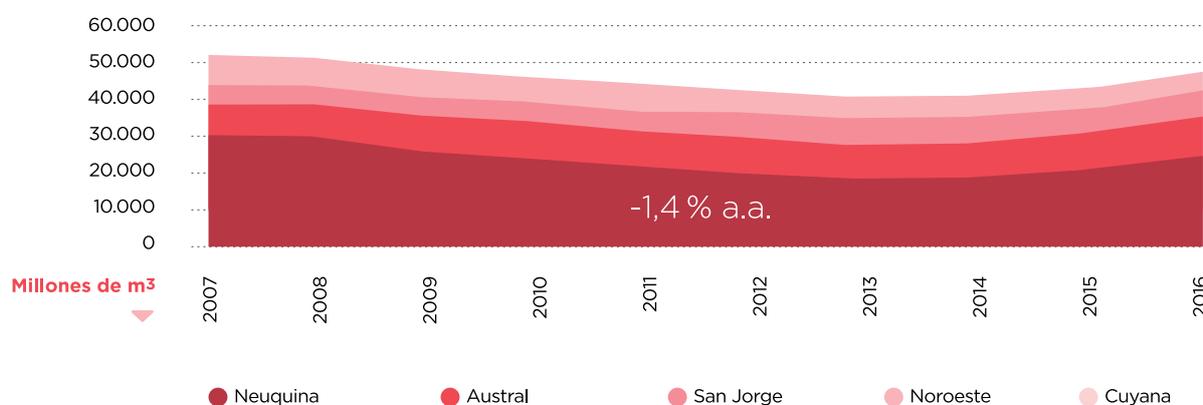
Al igual que en el caso del petróleo, los vastos recursos en yacimientos no convencionales, concentrados principalmente en la formación Vaca Muerta de la cuenca Neuquina, han permitido en la última década un acelerado crecimiento en su producción, a una tasa del 42,2 % anual, alcanzando en 2016 una participación del 21,3 %.

Tabla 22. Evolución de la producción de gas natural por cuenca (2007-2016).

Año	Austral MMm ³	Cuyana MMm ³	San Jorge MMm ³	Neuquina MMm ³	Noroeste MMm ³	Total MMm ³	Variación i.a. %
2007	9.271	58	4.889	29.925	6.828	50.971	-
2008	9.119	58	4.957	29.474	6.880	50.488	-0,9 %
2009	9.918	60	5.191	26.970	6.280	48.419	-4,1 %
2010	10.436	59	5.231	25.979	5.403	47.108	-2,7 %
2011	10.818	61	4.880	25.159	4.609	45.528	-3,4 %
2012	11.135	58	5.219	23.858	3.853	44.124	-3,1 %
2013	10.514	58	5.234	22.642	3.260	41.708	-5,5 %
2014	10.015	56	5.302	23.217	2.893	41.484	-0,5 %
2015	9.654	54	5.715	24.630	2.852	42.906	3,4 %
2016	10.592	51	5.704	25.970	2.671	44.988	4,9 %
Variación a.a. 2007-2016	1,5 %	-1,4 %	1,7 %	-1,6 %	-9,9 %	-1,4 %	
Variación 2015-2016	9,7 %	-5,1 %	-0,2 %	5,4 %	-6,4 %	4,9 %	

Fuente: Informe Estadístico Anual 2016, Ministerio de Energía y Minería.

Figura 31. Evolución de la producción de gas natural por cuenca (2007-2016).



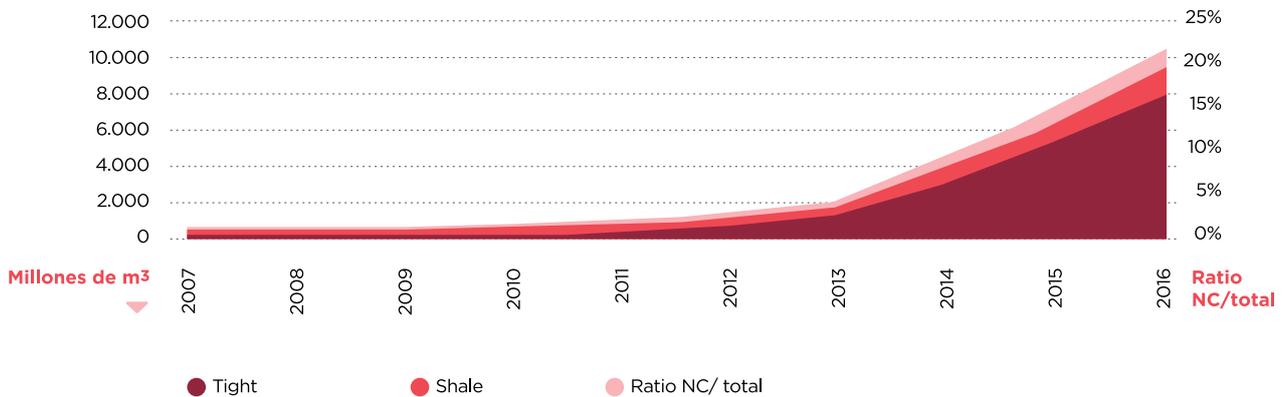
Fuente: Informe Estadístico Anual 2016, Ministerio de Energía y Minería.

Tabla 23. Evolución de la producción de gas natural por tipo de recurso (2007-2016).

	Convencional	Shale	Tight	Total (NC)	Ratio NC/total
Año	MMm ³	MMm ³	MMm ³	MMm ³	%
2007	50.567	2	402	404	0,8 %
2008	50.028	5	456	461	0,9 %
2009	47.993	10	416	426	0,9 %
2010	46.562	14	532	546	1,2 %
2011	44.747	31	750	780	1,7 %
2012	42.864	110	1.150	1.260	2,9 %
2013	39.635	216	1.857	2.073	5,0 %
2014	37.225	564	3.695	4.259	10,3 %
2015	36.157	1.161	5.587	6.748	15,7 %
2016	35.387	1.607	7.994	9.601	21,3 %
Variación a.a. 2007-2016	-3,9 %	113,6 %	39,4 %	42,2 %	
Variación 2015-2016	-2,1 %	38,5 %	43,1 %	42,3 %	

Fuente: Informe Estadístico Anual 2016, Ministerio de Energía y Minería.

Figura 32. Evolución de la producción de gas natural por tipo de recurso (2007-2016).



Fuente: Informe Estadístico Anual 2016, Ministerio de Energía y Minería.

Refinación y comercialización

El petróleo procesado en refinerías experimentó en los últimos años una reducción del 0,5 % anual acumulado y disminuyó 4,5 % en 2016 respecto de 2015, alcanzando los 25.501 ktep. El 2,9 % del petróleo procesado fue de origen importado.

En 2016, el 45,7 % del petróleo procesado en refinerías locales fue liviano, mientras que el 45,7 % fue de tipo medio.

Por su parte, debido a sucesivas regulaciones que incrementaron paulatinamente el corte de biocombustibles en motonaftas (12 % etanol) y gasoil (10 %

biodiésel), en 2016 los ingresos a refinería de estos biocombustibles crecieron 13,2 % y 6,6 %, respectivamente.

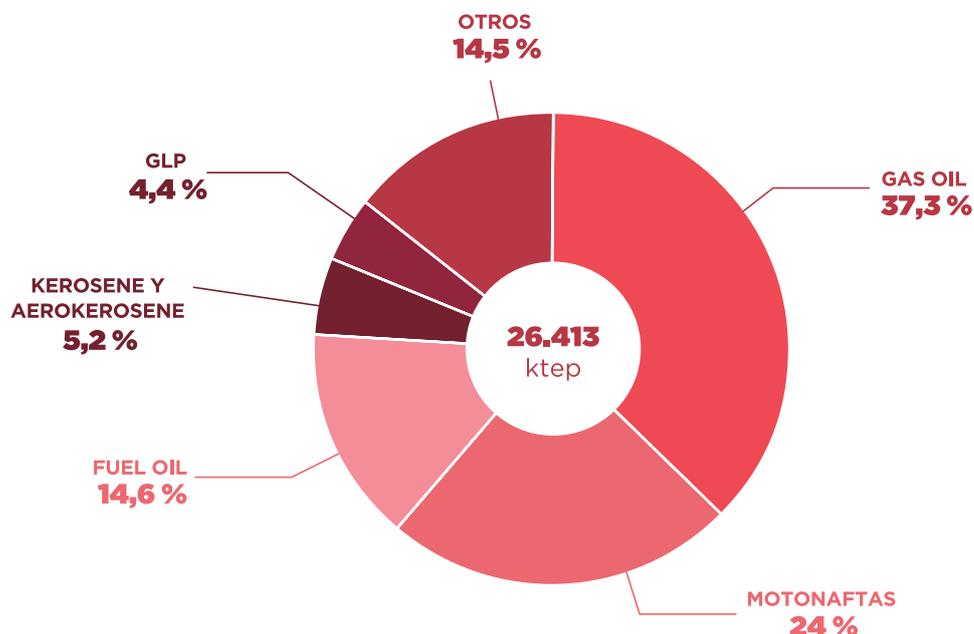
En cuanto a los principales subproductos obtenidos, en 2016 el gasoil representó el 37,3 % de la mezcla de 26.413 ktep obtenida, seguido en importancia por las motonaftas (24 %) y por el fueloil (14,6 %).

Tabla 24. Balance de transformación en centros de refinación (2007-2016).

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Variación a.a. 07-16	Variación 15-16
	ktep										%	%
Ingresos a refinería												
Petróleo	29.659	28.496	25.953	26.345	25.570	26.342	26.223	26.218	26.695	25.501	-0,5 %	-4,5 %
Gasolinas	786	857	879	884	881	852	821	800	797	768	-0,4 %	-3,6 %
Bioetanol	-	-	1	60	84	120	240	336	407	461	1,4 %	13,2 %
Biodiésel	-	-	-	452	660	744	787	863	865	922	0,7 %	6,6 %
Total ingresos a refinería	30.444	29.354	26.834	27.741	27.195	28.058	28.072	28.216	28.764	27.652	-0,4 %	-3,9 %
Salida de refinería												
Fueloil	4.182	4.620	3.155	3.504	3.217	3.826	4.172	4.501	4.514	3.844	-1,8 %	-14,8 %
Gasoil	11.105	10.746	10.320	10.242	10.160	10.036	9.706	9.610	10.160	9.849	-0,3 %	-3,1 %
Motonaftas	4.481	4.394	4.522	4.620	5.148	5.485	5.716	5.469	6.250	6.334	0,1 %	1,3 %
Otras naftas	2.542	2.373	2.076	2.025	1.378	1.284	862	1.040	961	810	-1,9 %	-15,7 %
Kerosene y aerokerosene	1.282	1.258	1.320	1.427	1.376	1.433	1.425	1.366	1.382	1.378	0,0 %	-0,3 %
No energético	1.188	1.146	1.106	1.133	1.086	986	1.136	1.056	891	834	-0,7 %	-6,4 %
Gas de refinería	1.023	1.007	1.013	944	1.010	1.187	1.226	1.149	1.275	1.234	-0,4 %	-3,2 %
GLP	1.130	1.318	1.300	1.464	1.301	1.311	1.290	1.331	966	1.174	2,2 %	21,5 %
Coque	1.028	989	961	951	947	1.002	913	875	909	956	0,6 %	5,2 %
Pérdidas de transformación y consumo propio	2.485	1.504	1.062	1.432	1.572	1.508	1.626	1.820	1.457	1.239		
Total de producción	27.960	27.850	25.772	26.309	25.623	26.551	26.446	26.397	27.307	26.413	-0,4 %	-3,3 %

Fuente: Balance Energético Nacional 2016, Ministerio de Energía y Minería.

Figura 33. Contenido energético de subproductos obtenidos en refinерías (2016).



Fuente: Informe Estadístico Anual 2016, Ministerio de Energía y Minería.

En cuanto a la comercialización de derivados de hidrocarburos, en la última década se observa un crecimiento en la venta de motonaftas en detrimento de la comercialización de gasoil. Mientras que las motonaftas experimentaron, entre 2007 y 2016, un incremento anual acumulado del 5,4 %, alcanzando en 2016 los 8.409 Mm³

(un 1,4 % por encima de las ventas de 2015), las ventas de gasoil disminuyeron en 2016 un 1,9 %, alcanzando los 11.946 Mm³, tras una caída en la última década del 0,9 % a.a.

Tabla 25. Evolución de las ventas al mercado interno de los principales derivados del petróleo (2007-2016).

	Nafta grado 2 (súper)	Nafta grado 3 (premium)	Total motonaftas	Gasoil grado 2 (común)	Gasoil gra- do 3 (ultra)	Total gasoil	Kerosene y aerokerosene	Fueloil
Año	Mm ³	Mm ³	Mm ³	Mm ³	Mm ³	Mm ³	Mm ³	Mt
2007	3.612	1.638	5.250	12.916	-	12.916	1.526	4.494
2008	4.031	1.282	5.313	12.472	-	12.472	1.497	4.955
2009	4.581	1.058	5.638	11.978	-	11.978	1.572	3.366
2010	4.642	1.228	5.871	11.844	295	12.139	1.699	3.809
2011	4.994	1.654	6.648	11.771	321	12.092	1.638	3.542
2012	5.390	1.770	7.160	11.763	216	11.978	1.706	4.171
2013	5.781	1.709	7.490	11.223	457	11.681	1.696	4.554
2014	5.783	1.468	7.252	10.866	655	11.522	1.627	4.869
2015	5.980	2.312	8.292	11.333	848	12.181	1.645	4.863
2016	6.071	2.339	8.409	10.968	978	11.946	1.640	4.154
Variación a.a. 2007-2016	5,9 %	4,0 %	5,4 %	-1,8 %	22,1 %	-0,9 %	0,8 %	-0,9 %
Variación 2015-2016	1,5 %	1,2 %	1,4 %	-3,2 %	15,3 %	-1,9 %	-0,3 %	-14, 6%

Fuente: Balance Energético Nacional 2016, Ministerio de Energía y Minería.

Transporte y distribución de gas natural

En la última década, como consecuencia del deterioro de la producción local de gas natural, las importaciones crecieron a un ritmo del 23,1 % a.a., alcanzando, en 2016, el equivalente al 19,3 % de la oferta interna nacional.

Para la totalidad del sistema, el gas entregado creció en la última década a un ritmo del 1,7 % anual, incrementándose 2,4 % entre 2015 y 2016.

La demanda de gas natural en la Argentina presenta una fuerte estacionalidad, incrementándose notablemente el consumo por parte de los sectores residencial y comercial durante los meses de invierno. En el mes de julio, por ejemplo, el sector residencial demandó el 40,4 % del gas natural, mientras que en enero la demanda fue del 8,5 %.

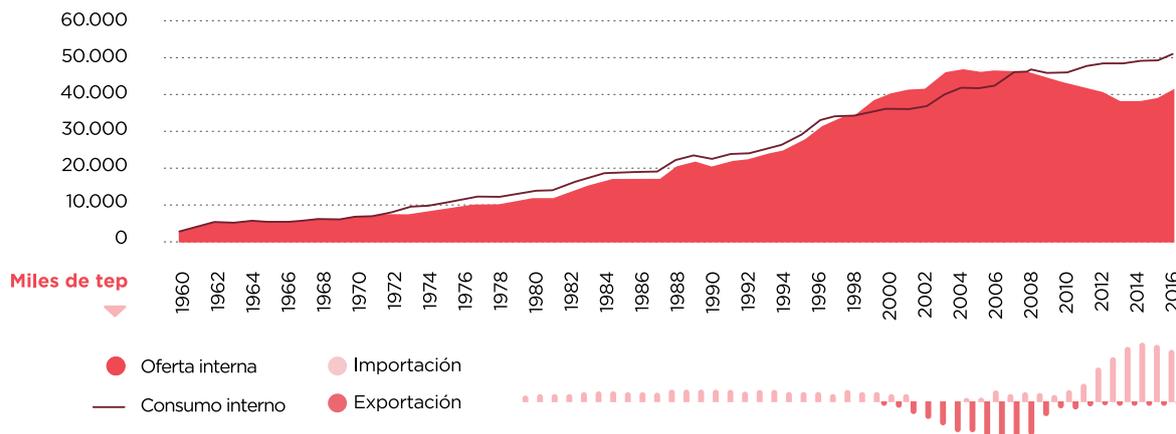
El sector con mayor participación en 2016 sobre la demanda de gas natural fue el de generación eléctrica (35,8 %), seguido del sector industrial (27,1 %) y del sector residencial (24,1 %).

Tabla 26. Evolución de la oferta interna y del comercio exterior de gas natural (2007-2016).

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Variación a.a. 07-16	Variación 15-16
	ktep										%	%
Producción	44.733	44.388	42.626	41.501	40.135	38.895	36.782	36.567	37.786	39.557	-1,4 %	4,7 %
Importación primaria	1.412	745	1.406	1.827	2.809	4.843	4.723	4.957	4.957	4.787	14,5 %	-3,4 %
Exportación primaria	-664	-114	-250	-133	-66	-37	-21	-7	-0	0	-100,0 %	-100,0 %
No aprovechado	-736	-738	-954	-1.149	-952	-572	-236	-77	-56	-29		
Pérdidas	-736	-738	-772	-753	-741	-784	-942	-824	-939	-948	2,8 %	0,9 %
Ajustes	-191	593	-283	-38	-969	224	69	-306	216	-484		
Oferta interna primaria	43.817	44.136	41.773	41.255	40.216	42.570	40.375	40.311	41.964	42.882	-0,2 %	2,2 %
Importación secundaria	0	376	648	1.153	2.864	2.694	4.740	5.481	4.604	4.357		-5,4 %
Exportación secundaria	-1.507	-697	-510	-259	-104	-53	-47	-46	-73	-50	-31,4 %	-30,9 %
Importación total	1.412	1.121	2.054	2.980	5.673	7.537	9.463	10.439	9.561	9.143	23,1 %	-4,4 %
Exportación total	-2.171	-811	-759	-391	-169	-90	-68	-53	-73	-50	-34,2 %	-31,4 %
Oferta interna	42.310	43.815	41.912	42.149	42.976	45.211	45.068	45.746	46.494	47.188	1,2 %	1,5 %

Fuente: Balance Energético Nacional 2016, Ministerio de Energía y Minería.

Figura 34. Evolución de la oferta interna y del comercio exterior de gas natural.



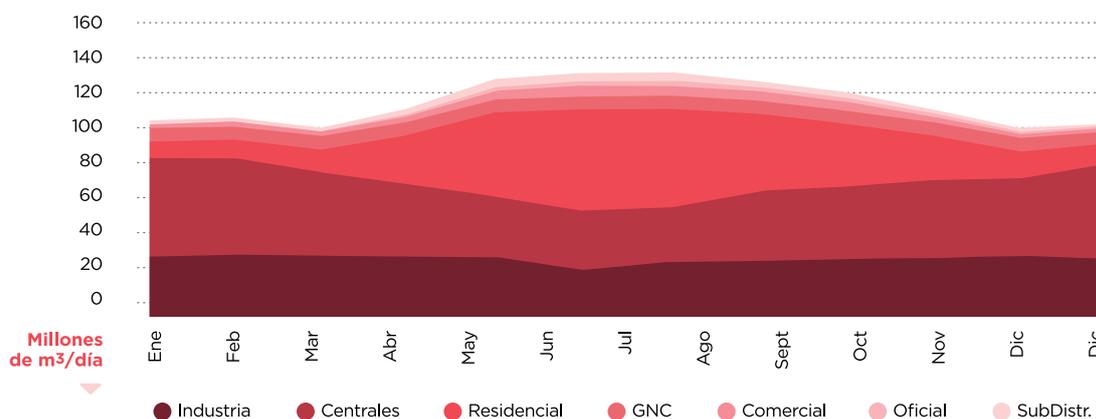
Fuente: Balance Energético Nacional 2016, Ministerio de Energía y Minería.

Tabla 27. Evolución del gas natural entregado por tipo de usuario en el total del sistema (2007-2016).

Año	Residencial MMm ³	Comercial MMm ³	Oficial MMm ³	Industrial MMm ³	Centrales MMm ³	SDB MMm ³	GNC MMm ³	Total MMm ³	Variación i.a. %
2007	8.997	1.241	422	12.091	12.182	658	2.858	38.448	-
2008	8.521	1.207	403	12.371	12.982	658	2.728	38.869	1,1 %
2009	8.469	1.275	406	11.805	12.436	670	2.633	37.693	-3,0 %
2010	9.182	1.248	429	12.038	11.519	727	2.664	37.808	0,3 %
2011	9.552	1.255	426	12.512	12.951	879	2.761	40.335	6,7 %
2012	10.032	1.343	444	11.661	14.350	937	2.785	41.552	3,0 %
2013	10.491	1.344	446	12.391	14.472	1.012	2.759	42.915	3,3 %
2014	10.108	1.326	442	12.478	14.543	1.001	2.853	42.750	-0,4 %
2015	10.229	1.334	431	12.632	14.916	1.047	2.981	43.571	1,9 %
2016	10.754	1.391	477	12.088	16.002	1.089	2.820	44.623	2,4 %
Variación a.a. 2007-2016	2,0 %	1,3 %	1,4 %	0,0 %	3,1 %	5,8 %	-0,1 %	1,7 %	
Variación 2015-2016	5,1 %	4,3 %	10,9 %	-4,3 %	7,3 %	4,0 %	-5,4 %	2,4 %	

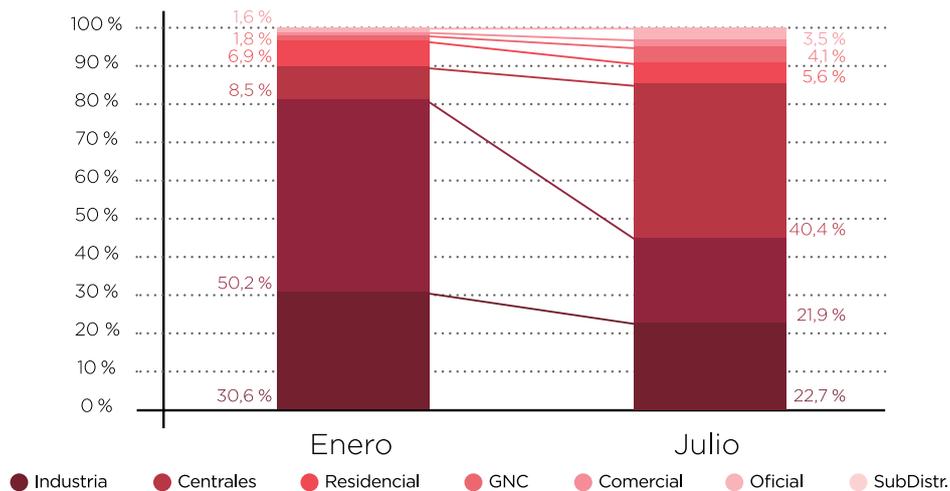
Fuente: Informe Estadístico Anual 2016, Ministerio de Energía y Minería, sobre la base de datos de ENARGAS.

Figura 35. Gas natural entregado por tipo de usuario (2016).



Fuente: Informe Estadístico Anual 2016, Ministerio de Energía y Minería, sobre la base de datos de ENARGAS.

Figura 36. Distribución del gas natural entregado por tipo de usuario (enero y julio de 2016).



Fuente: Informe Estadístico Anual 2016, Ministerio de Energía y Minería, sobre la base de datos de ENARGAS.

Biocombustibles

Producción y ventas de biodiésel

Por su parte, la producción de biodiésel no solo fue impulsada por la sanción de cortes obligatorios (10 %), sino también por el notable incremento de biocombustibles de los mercados internacionales observado en la última década.

Con un crecimiento del 17,9 % a.a. entre 2008 y 2016, la producción de biodiésel alcanzó ese último año las 2.659 Mt, un 46,9 % por encima de la cifra registrada en 2015. Mientras que las ventas al mercado interno, que en 2016 equivalieron al 38,9 % de la producción, crecieron 2,0 % entre los últimos dos años, las exportaciones (61,1 % de la producción) se duplicaron en 2016 (registraron un aumento del 106,3 %), recuperándose tras una abrupta caída en el año 2015.

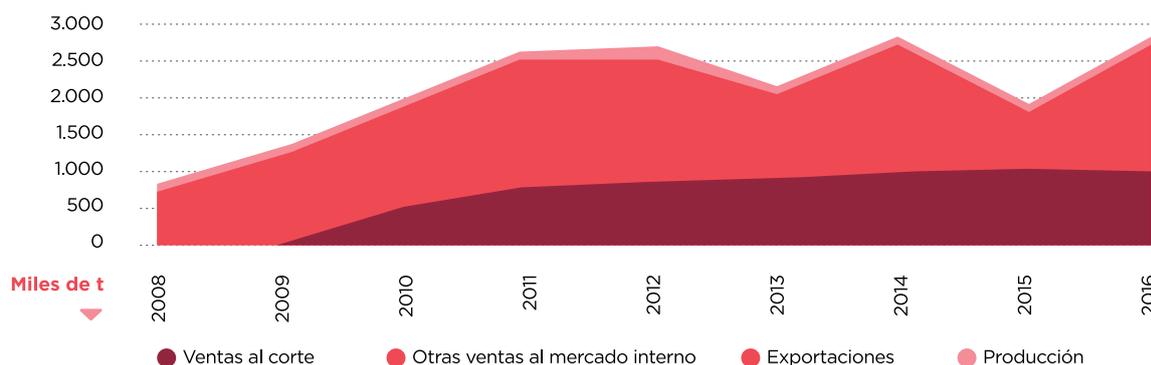
Tabla 28. Evolución de la producción, de las ventas y de las exportaciones de biodiésel (2008-2016).

	Producción	Ventas al corte	Otras ventas al mercado interno	Exportaciones
Año	tn	tn	tn	tn
2008	711.864		265	680.219
2009	1.179.103		426	1.142.283
2010	1.820.385	503.325	5.241	1.342.318
2011	2.429.964	739.486	9.256	1.649.352
2012	2.456.578	824.394	50.400	1.543.094
2013	1.997.809	884.358	618	1.149.259
2014	2.584.290	969.456	685	1.602.695
2015	1.810.659	1.012.958	1403	788.226
2016	2.659.275	1.033.331	3.069	1.626.264
Variación a.a. 2008 -2016	17,9 %	12,7 %*	35,8 %	11,5 %
Variación 2015-2016	46,9 %	2,0 %	118,7 %	106,3 %

*Corresponde a la variación a.a. entre 2010 y 2016.

Fuente: Informe Estadístico Anual 2016, Ministerio de Energía y Minería.

Figura 37. Evolución de la producción, de las ventas y de las exportaciones de biodiésel (2008-2016).



Fuente: Informe Estadístico Anual 2016, Ministerio de Energía y Minería.

Producción y ventas de bioetanol

Entre los años 2009 y 2016 se produjo una fuerte expansión en la producción local de bioetanol, impulsada por la sanción de cortes obligatorios de este biocombustible en las motonaftas (12 %).

Entre 2015 y 2016, las ventas al corte de bioetanol crecieron un 13,3 % como resultado de la elevación del corte obligatorio de 10 % a 12 %. El 55 % de los 910.891 m³ producidos en 2016 provino del procesamiento de maíz, mientras que el 44 % provino de la caña de azúcar.

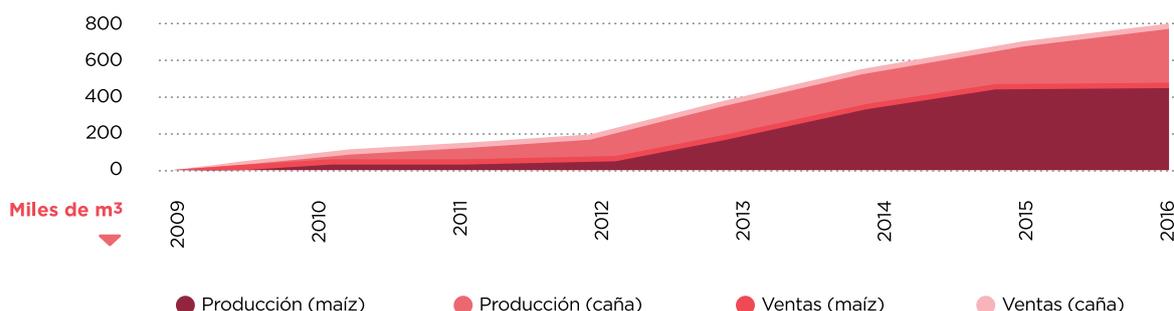
Tabla 29. Evolución de la producción y de las ventas de bioetanol (2009-2016).

Año	Bioetanol (maíz)		Bioetanol (caña de azúcar)		Bioetanol total	
	Producción m ³	Ventas al corte m ³	Producción m ³	Ventas al corte m ³	Producción m ³	Ventas al corte m ³
2009			23.297	2.664	23.297	2.664
2010			124.930	117.806	124.930	117.806
2011			173.623	165.392	173.623	165.392
2012	20.500	17.395	229.989	220.448	250.489	237.843
2013	167.594	169.143	304.786	305.609	472.380	474.752
2014	371.257	364.900	299.864	298.202	671.121	663.102
2015	479.265	475.570	336.144	328.069	815.409	803.639
2016	489.837	490.525	400.109	420.366	889.945	910.891
Variación a.a. 2009-2016	121,1 %*	130,4 %	50,1 %	106,1 %	68,3 %	130,1 %
Variación 2015-2016	2,2 %	3,1 %	19,0 %	28,1 %	9,1 %	13,3 %

*Corresponde a la variación a.a. entre 2012 y 2016.

Fuente: Informe Estadístico Anual 2016, Ministerio de Energía y Minería.

Figura 38. Evolución de la producción y de las ventas de bioetanol (2009-2016).



Fuente: Informe Estadístico Anual 2016, Ministerio de Energía y Minería.

Energía eléctrica

Entre 2007 y 2016 la potencia instalada del parque eléctrico creció a un ritmo del 3,7 % anual, alcanzando los 33.901 MW el último año. En 2016, el 61,2 % de la generación correspondió al parque térmico, seguido en importancia por la hidráulica (31,5 %), la nuclear (5,2 %) y la proveniente de fuentes renovables no convencionales (como los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la energía solar, la eólica, la biomasa y el biogás), con un 2,1 %.

En el período comprendido entre los años 2007 y 2016, la generación eléctrica creció a un ritmo del 3 % a.a., alcanzando en el último año los 136.600 GWh, generados a partir de una potencia instalada de 33.901 MW.

En 2016, la mayor parte de la generación provino del parque térmico, con una participación del 65,9 %, seguida de la generación hidroeléctrica (26,5 %), la nuclear (5,65 %) y la proveniente de fuentes renovables (excluyendo grandes centrales hidroeléctricas), con el 1,9 %.

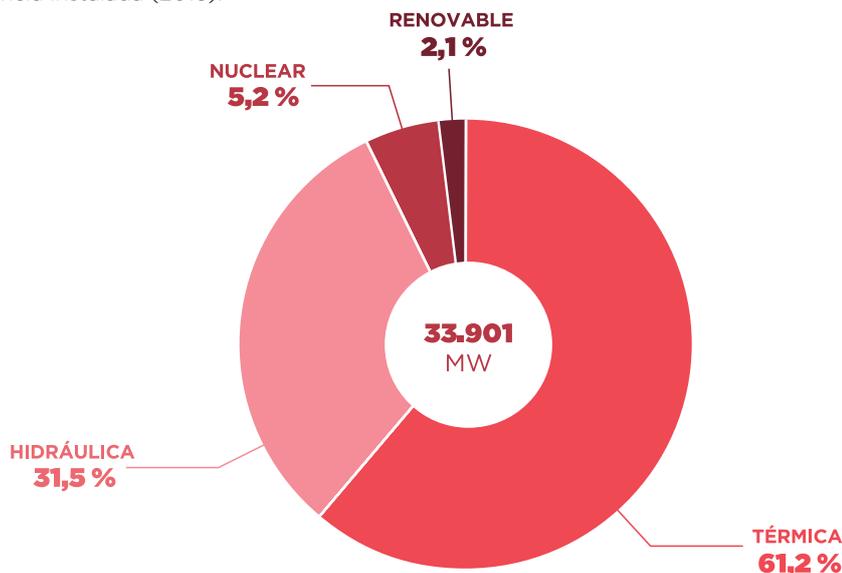
En cuanto a las fuentes energéticas utilizadas para la generación eléctrica, en 2016 el parque consumió 26.386 ktep, prevaleciendo la histórica preponderancia de los hidrocarburos, liderados por el gas natural (56,2 % del consumo), seguido por los derivados del petróleo (18,4 %) y por el carbón y sus derivados (2,3 %). Por su parte, la energía hidráulica representó el 12,3 % de las fuentes utilizadas para la generación, la energía nuclear el 8,4 % y las fuentes renovables el 2,4 %.

Tabla 30. Balance del Mercado Eléctrico Mayorista (2007-2016).

GWh		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Demanda	Agentes MEM	102.960	105.935	104.605	110.775	116.507	121.192	125.220	126.467	132.110	132.970
	Exportación	578	1.618	1.292	359	265	280	0	6	55	329
	Bombeo	571	537	714	554	566	723	500	485	578	465
	Pérdidas y consumos	4.373	4.293	4.722	4.046	3.894	3.610	4.099	4.247	4.121	4.306
	Total demanda	108.482	112.382	111.333	115.735	121.232	125.804	129.820	131.205	136.864	138.070
Oferta	Térmica	61.012	66.877	61.386	66.465	73.573	82.495	82.953	83.048	86.317	90.349
	Hidráulica	37.290	36.882	40.318	40.226	39.339	36.626	40.330	40.660	39.840	38.012
	Nuclear	6.721	6.849	7.589	6.692	5.892	5.904	5.732	5.258	6.519	7.677
	Eólica + Solar					16	356	462	849	2.533	561
	Importación	3.459	1.774	2.040	2.351	2.412	423	342	1.390	1.655	1.470
	Total oferta	108.482	112.382	111.333	115.735	121.232	125.804	129.820	131.205	136.864	138.070

Fuente: Informe Estadístico Anual 2016, Ministerio de Energía y Minería, sobre la base de datos de CAMMESA.

Figura 39. Potencia instalada (2016).



Fuente: Informe Estadístico Anual, Ministerio de Energía y Minería, sobre la base de datos de CAMMESA.

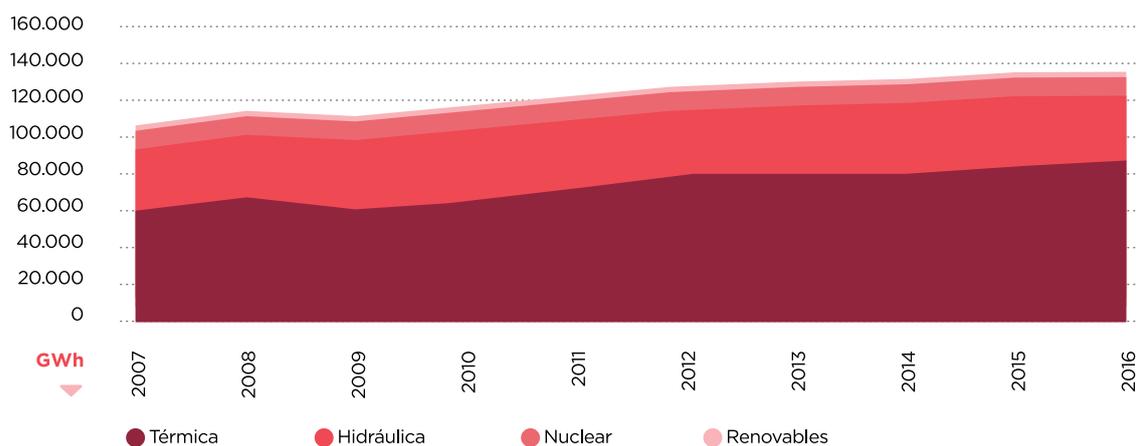
Tabla 31. Evolución de la generación eléctrica por tecnología (2007-2016).

Año	TV	TG	CC	DI	Térmica	EO	SOL	PAH	BG	BM	Renovables ¹⁸	Nuclear	Hidráulica ¹⁹	Total	Variación i.a.
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	%
2007	16.393	8.118	36.511	3	61.025			1.864			1.864	6.721	35.427	105.036	0,9 %
2008	18.025	10.681	38.008	164	66.878			1.761			1.761	6.849	35.121	110.609	5,3 %
2009	15.039	10.150	35.591	583	61.363			1.519		24	1.543	7.589	38.800	109.294	-1,2 %
2010	14.652	9.486	41.102	1.150	66.390			1.427		75	1.502	6.692	38.800	113.384	3,7 %
2011	17.697	9.372	44.877	1.544	73.490	16	2	1.255		91	1.364	5.892	38.012	118.759	4,7 %
2012	18.413	10.439	51.838	1.822	82.512	349	8	1.453	36	127	1.973	5.904	35.173	125.562	5,7 %
2013	16.087	12.878	51.661	2.085	82.711	447	15	1.274	109	134	1.979	5.732	39.056	129.478	3,1 %
2014	17.772	12.136	51.067	2.074	83.049	613	16	1.457	103	115	2.304	5.258	39.206	129.816	0,3 %
2015	17.242	14.147	52.576	2.351	86.316	593	15	1.617	84	224	2.533	6.519	39.840	135.209	4,2 %
2016	16.027	17.575	53.985	2.481	90.068	547	14	1.820	58	224	2.663	7.677	36.192	136.600	1,0 %
Variación a.a. 2007-2016	-0,3 %	9,0 %	4,4 %	110,9 %	4,4 %	11,9 %*	15,6 %*	-0,3 %	12,4 %*	15,2 %*	4,0 %	1,5 %	0,2 %	3,0 %	
Variación 2015-2016	-7,0 %	24,2 %	2,7 %	5,5 %	4,3 %	-7,8 %	-4,9 %	12,5 %	-31,5 %	0,0 %	5,1 %	17,8 %	-9,2 %	1,0 %	

*Corresponde a la variación anual acumulada entre 2012 y 2016. | **Corresponde a la variación anual acumulada entre 2014 y 2016.

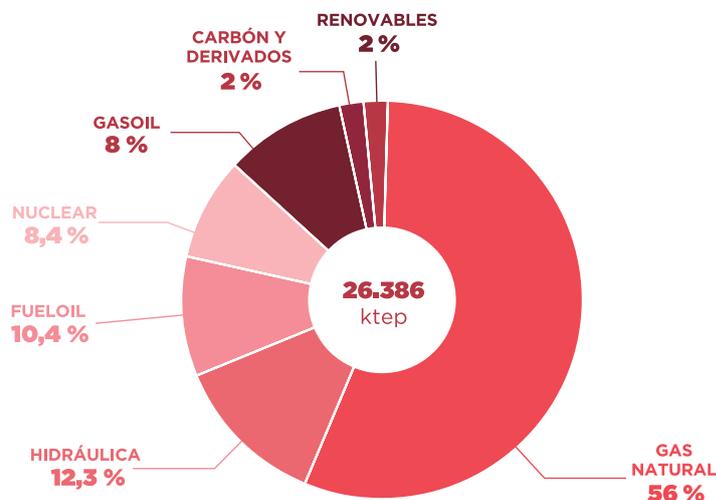
Fuente: Informe Estadístico Anual 2016, Ministerio de Energía y Minería, sobre la base de datos de CAMMESA.

Figura 40. Evolución de la generación eléctrica por tecnología (2007-2016).



Fuente: Informe Estadístico Anual, Ministerio de Energía y Minería, sobre la base de datos de CAMMESA.

Figura 41. Fuentes energéticas utilizadas para la generación eléctrica (2016).



Fuente: Balance Energético Nacional 2016, Ministerio de Energía y Minería.

18. Renovables incluye los aprovechamientos hidroeléctricos con potencia instalada menor a 50 MW.

19. Hidráulica incluye los aprovechamientos hidroeléctricos con potencia instalada mayor a 50 MW.

BALANZA COMERCIAL

A partir del año 2011, la Argentina incrementó sus importaciones de energía a un ritmo del 5,8 % a.a., lo que la convirtió en un país netamente importador. En 2016, las importaciones alcanzaron un monto de 4.737 millones de dólares, un 30,7 % por debajo de las correspondientes a 2015, y las exportaciones alcanzaron los 3.236 millones de dólares, arrojando un saldo comercial negativo de 1.501 millones de dólares.

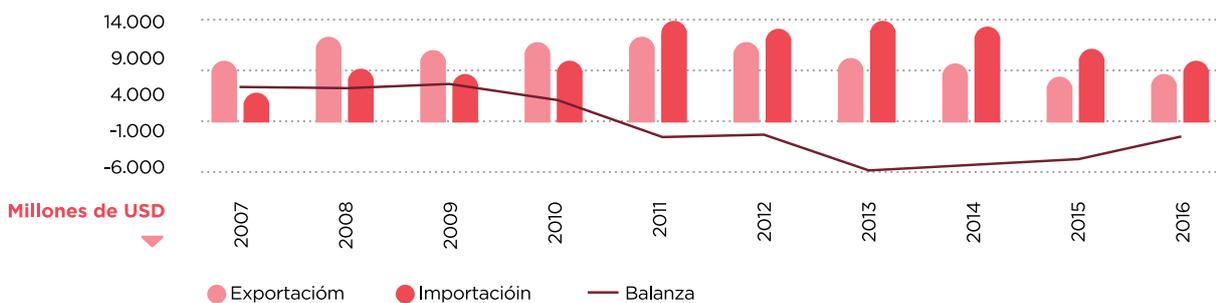
Las importaciones energéticas fueron lideradas en 2016 por el gas natural (GNL y por ductos), que representó el 36,2 % de las erogaciones, seguido por el gasoil, que representó el 20,4 % de las importaciones anuales. En cuanto a las exportaciones, la participación del biodiésel superó el 50 %, seguido por el crudo liviano, que representó el 22,9 %.

Tabla 32. Importaciones y exportaciones por producto (2016).

Importaciones			Exportaciones		
Producto	Monto	Participación	Producto	Monto	Participación
	MM USD	%		MM USD	%
GNL	965	20,4 %	Crudo	740	22,9 %
Gasoil	1.543	32,6 %	GLP	253	7,8 %
Gas natural	746	15,8 %	Nafta pesada	207	6,4 %
Crudo	279	5,9 %	Nafta liviana	66	2,0 %
Energía eléctrica	431	9,1 %	Otros derivados	62	1,9 %
Otras naftas	174	3,7 %	Gas natural	39	1,2 %
Carbón	145	3,1 %	Otras naftas	43	1,3 %
Nafta liviana	129	2,7 %	Carbón	3	0,1 %
Otros	325	6,9 %	Otros	1.823	56,3 %
Total importaciones	4.737	100,0 %	Total exportaciones	3.236	100,0 %

Fuente: Ministerio de Energía y Minería, sobre la base de datos de ENARSA y del INDEC.

Figura 42. Evolución de la balanza comercial energética (2007-2016).



Fuente: Ministerio de Energía y Minería, sobre la base de datos de ENARSA y del INDEC.

CONSUMO FINAL DE ENERGÍA

En 2016 el consumo final de energía alcanzó los 53.755 ktep, siendo el gas natural la principal fuente consumida, que representó el 38,5 % de la demanda. En segundo lugar se ubicaron el petróleo y sus derivados, que representaron el 37,9 % de la energía consumida en los sectores de consumo final, mientras que la energía eléctrica alcanzó el 21,1 %.

El consumo creció a un ritmo del 1,4 % anual entre 2007 y 2016, aunque en el último año este se redujo un 0,5 %.

Al analizar el consumo por sectores, se observa que en 2016 el transporte representó el 31,3 % del consumo final, manteniéndose como el sector de mayor importancia, seguido por el residencial (28,6 %), el industrial (24,1 %) y el comercial y público (8,6 %). El 7,4 % restante correspondió al sector agropecuario.

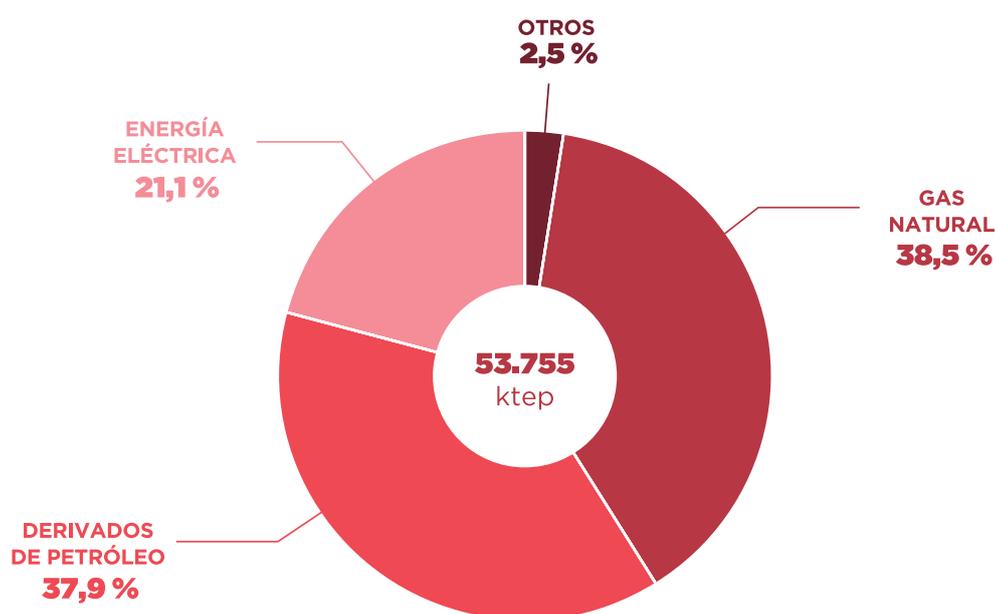
Durante la última década, el mayor crecimiento observado en el consumo correspondió al sector residencial, que se incrementó a un ritmo del 2,7 % a.a.

Tabla 33. Evolución del consumo final de energía por fuente (2007-2016).

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Variación a.a. 07-16	Variación 15-16	Participación 16
	ktep										%	%	%
Gas natural	19.422	18.747	17.946	18.617	19.703	19.644	20.671	20.568	21.118	20.685	0,7 %	-2,1 %	38,5 %
Derivados de petróleo	17.801	18.287	16.451	18.933	19.498	19.252	20.349	19.552	20.453	20.360	1,5 %	-0,5 %	37,9 %
Energía eléctrica	8.594	9.042	9.058	9.509	9.967	10.178	10.399	10.857	11.147	11.345	3,1 %	1,8 %	21,1 %
Otros	1.464	1.501	1.449	1.377	1.450	1.371	1.337	1.425	1.332	1.365	-0,8 %	2,5 %	2,5 %
Total	47.281	47.576	44.905	48.436	50.618	50.446	52.757	52.403	54.050	53.755	1,4 %	-0,5 %	100,0 %

Fuente: Balance Energético Nacional 2016, Ministerio de Energía y Minería.

Figura 43. Consumo final de energía por fuentes (2016).



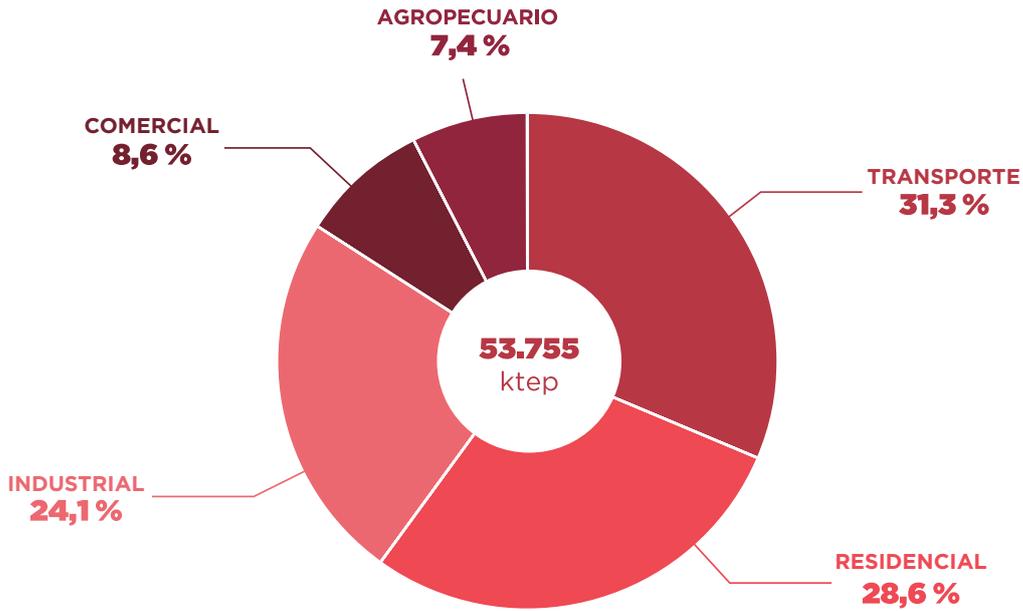
Fuente: Balance Energético Nacional 2016, Ministerio de Energía y Minería.

Tabla 34. Evolución del consumo final de energía por sector (2007-2016).

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Variación a.a. 07-16	Variación 15-16	Participación 16
	ktep										%	%	%
Transporte	14.081	14.791	13.587	14.936	15.753	15.636	16.462	16.016	16.883	16.846	2,0 %	-0,2 %	31,3 %
Residencial	12.065	11.741	11.664	13.117	13.387	13.990	14.715	14.649	15.057	15.394	2,7 %	2,2 %	28,6 %
Industrial	12.825	12.875	11.855	12.190	12.992	12.451	12.814	13.255	13.395	12.942	0,1 %	-3,4 %	24,1 %
Comercial y público	4.149	4.126	4.173	4.236	4.387	4.489	4.661	4.555	4.659	4.611	1,2 %	-1,0 %	8,6 %
Agropecuario	4.161	4.043	3.626	3.957	4.098	3.881	4.104	3.927	4.056	3.962	-0,5 %	-2,3 %	7,4 %
Total	47.281	47.576	44.905	48.436	50.618	50.446	52.757	52.403	54.050	53.755	1,4 %	-0,5 %	100,0 %

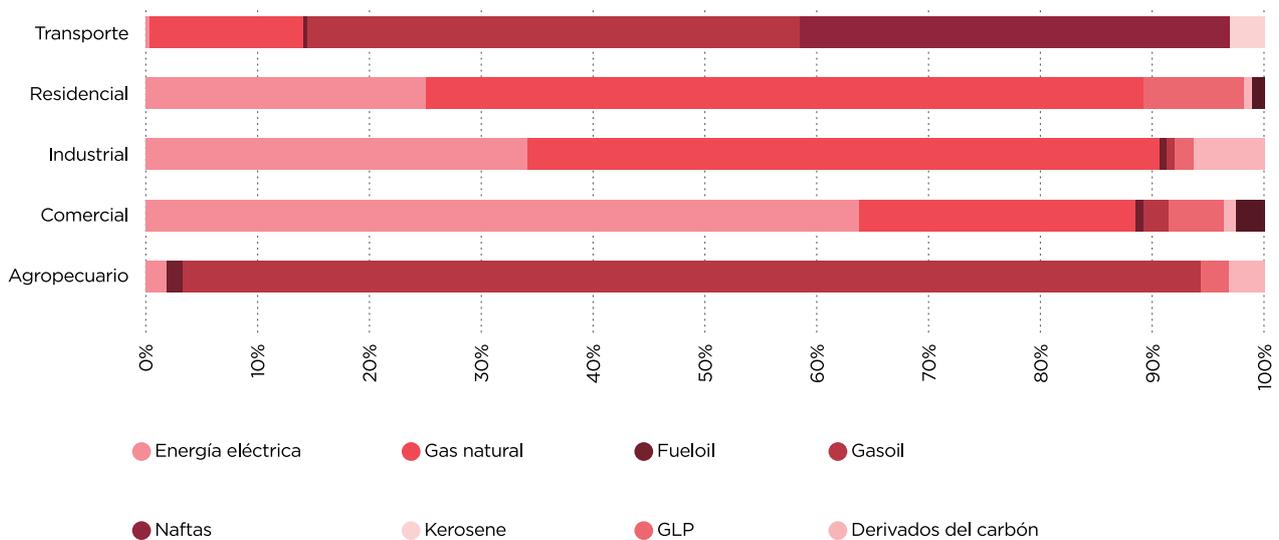
Fuente: Balance Energético Nacional 2016, Ministerio de Energía y Minería.

Figura 44. Consumo final de energía por sector (2016).



Fuente: Balance Energético Nacional 2016, Ministerio de Energía y Minería.

Figura 45. Consumo final total de energía por sector y por fuente (2016).



Fuente: Balance Energético Nacional 2016, Ministerio de Energía y Minería.

Consumo final de energía del sector residencial

El consumo residencial, que creció a un ritmo del 2,7 % anual durante la última década, se incrementó en 2016 un 2,2 % respecto de 2015, alcanzando los 15.394 ktep.

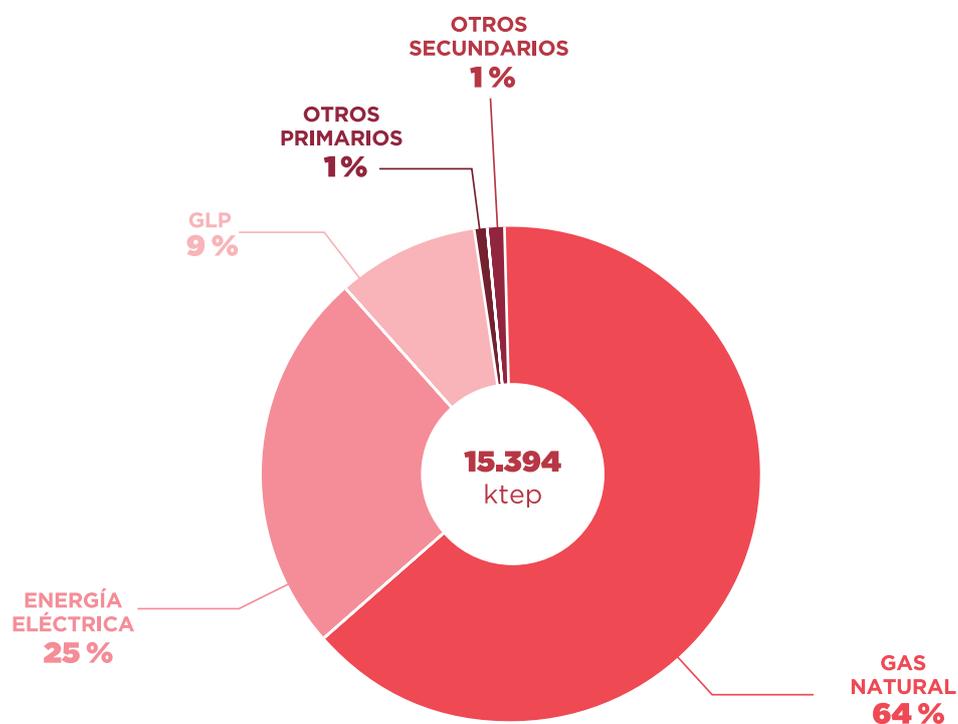
Este sector muestra una fuerte dependencia del gas natural, equivalente al 64,3 % de su consumo total. La segunda fuente por volumen de consumo es la energía eléctrica, que abastece el 25,0 %, seguida por el GLP, sustituto del gas natural, con el 8,9 %.

Tabla 35. Evolución del consumo final de energía del sector residencial por fuente (2007-2016).

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Variación a.a. 07-16	Variación 15-16	Participación 16
	ktep										%	%	%
Gas natural	8.013	7.618	7.585	8.225	8.657	9.104	9.548	9.220	9.361	9.898	2,4 %	5,7 %	64,3 %
Energía eléctrica	2.562	2.697	2.780	2.937	3.108	3.230	3.448	3.773	4.047	3.851	4,6 %	-4,8 %	25,0 %
GLP	1.212	1.159	1.036	1.651	1.313	1.398	1.424	1.360	1.348	1.366	1,3 %	1,4 %	8,9 %
Kerosene	22	9	12	46	37	21	22	17	16	15	-4,4 %	-7,0 %	0,1 %
Leña	113	106	93	100	102	85	89	86	84	84	-3,3 %	-0,1 %	0,5 %
Carbón de leña	142	152	159	158	170	152	184	193	201	180	2,7 %	-10,2 %	1,2 %
Total	12.065	11.741	11.664	13.117	13.387	13.990	14.715	14.649	15.057	15.394	2,7 %	2,2 %	100,0 %

Fuente: Balance Energético Nacional 2016, Ministerio de Energía y Minería.

Figura 46. Consumo final de energía del sector residencial por fuente (2016).



Fuente: Balance Energético Nacional 2016, Ministerio de Energía y Minería.

Consumo final de energía del sector comercial y público

El sector comercial y público representó en 2016 el 8,6 % del consumo final de energía. Entre los años 2007 y 2017, el consumo del sector creció a un ritmo del 1,2 % anual, aunque en el último año mostró una reducción del 1 %, alcanzando los 4.611 ktep.

El 63,9 % de la energía consumida por el sector corresponde a la energía eléctrica, a la que le siguen el gas natural (24,6 %) y el GLP (4,9 %).

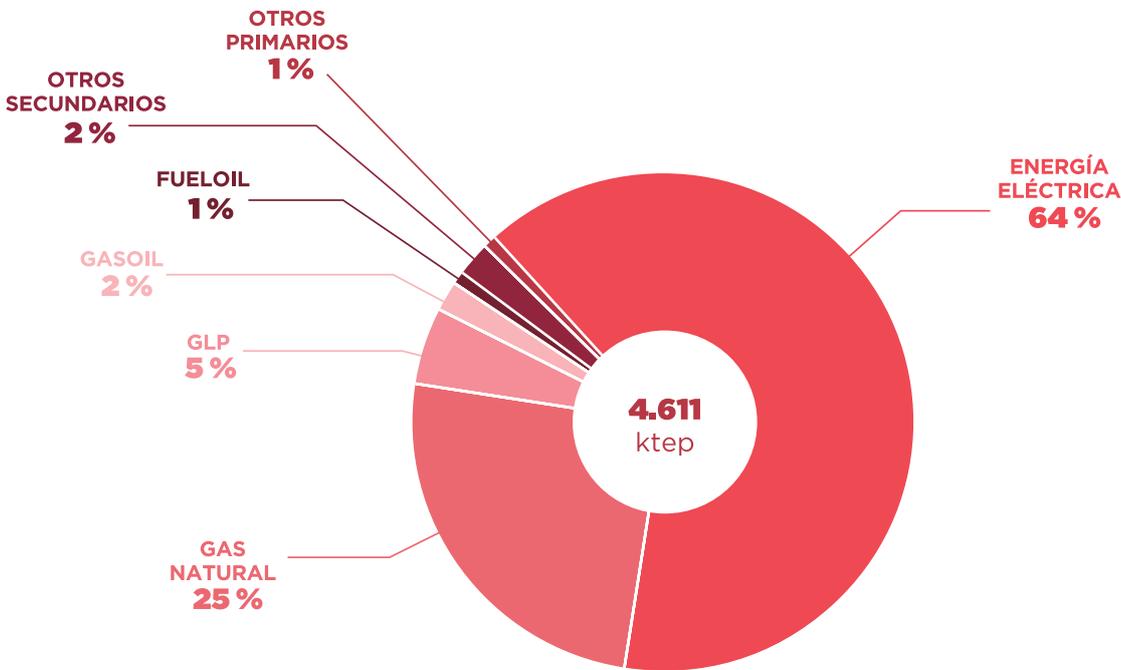
Durante la última década, la participación del gas natural en la matriz de consumo del sector comercial y público se fue reduciendo paulatinamente a un ritmo del 2,1 % anual.

Tabla 36. Evolución del consumo final de energía del sector comercial y público por fuente (2007-2016).

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Variación a.a. 07-16	Variación 15-16	Participación 16
	ktep										%	%	%
Energía eléctrica	2.216	2.277	2.325	2.285	2.439	2.460	2.600	2.524	2.620	2.944	3,2 %	12,4 %	63,9 %
Gas natural	1.380	1.336	1.395	1.392	1.395	1.483	1.485	1.467	1.464	1.136	-2,1 %	-22,4 %	24,6 %
GLP	202	193	173	275	219	233	237	227	225	228	1,3 %	1,4 %	4,9 %
Gasoil	116	115	103	113	115	108	115	110	113	113	-0,4 %	-0,6 %	2,4 %
Fueloil	84	51	25	17	55	61	56	56	61	28	-11,3 %	-53,1 %	0,6 %
Otros secundarios	95	101	106	105	114	101	123	128	134	120	2,7 %	-10,2 %	2,6 %
Otros primarios	56	53	46	50	51	42	45	43	42	42	-3,3 %	-0,1 %	0,9 %
Total	4.149	4.126	4.173	4.236	4.387	4.489	4.661	4.555	4.659	4.611	1,2 %	-1,0 %	100,0 %

Fuente: Balance Energético Nacional 2016, Ministerio de Energía y Minería.

Figura 47. Consumo final de energía del sector comercial y público por fuente (2016).



Fuente: Balance Energético Nacional 2016, Ministerio de Energía y Minería.

Consumo final de energía del sector transporte

El sector transporte, que representa el 38,5 % del consumo final de energía en el país, es actualmente el mayor demandante de energía (16.760 ktep) y está fuertemente vinculado con la utilización de gasoil y motonaftas, que representan respectivamente el 44,4 % y el 38,5 % del total.

Durante la última década, la demanda energética para consumo final del sector creció a un ritmo

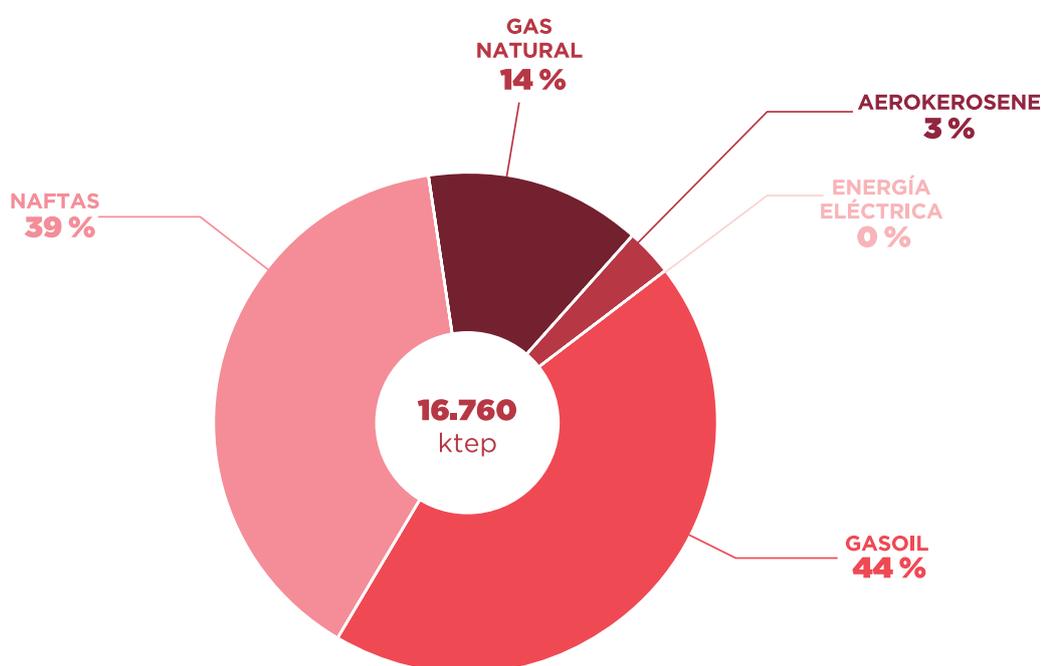
del 2,1 % anual, incrementándose notablemente la participación de las motonaftas, combustible que creció a un ritmo de 7,2 % anual.

Tabla 37. Evolución del consumo final de energía del sector transporte por fuente (2007-2016).

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Variación a.a. 07-16	Variación 15-16	Participación 16
	ktep										%	%	%
Gasoil	7.676	7.573	6.822	7.436	7.599	7.109	7.582	7.232	7.475	7.434	-0,4 %	-0,6 %	44,4 %
Naftas	3.450	4.382	4.055	4.712	5.231	5.577	5.959	5.793	6.299	6.457	7,2 %	2,5 %	38,5 %
Gas natural	2.372	2.265	2.185	2.211	2.292	2.312	2.290	2.368	2.469	2.346	-0,1 %	-5,0 %	14,0 %
Aero-kerosene	415	447	435	496	497	502	502	498	506	523	2,6 %	3,4 %	3,1 %
Energía eléctrica	54	56	57	58	60	53	53	51	52	47	-1,5 %	-9,6 %	0,3 %
Fueloil	114	69	33	23	75	83	76	76	82	39	-11,3 %	-53,1 %	0,2 %
Total	13.913	14.666	13.497	14.855	15.619	15.500	16.333	15.890	16.749	16.760	2,1 %	0,1 %	100,0 %

Fuente: Balance Energético Nacional 2016, Ministerio de Energía y Minería.

Figura 48. Consumo final de energía del sector transporte por fuente (2016).



Fuente: Balance Energético Nacional 2016, Ministerio de Energía y Minería.

Consumo final de energía del sector agropecuario

El sector agropecuario demandó en 2016 el equivalente al 7,4 % del consumo final de energía del país, alcanzando los 3.962 ktep. Entre los años 2007 y 2017, la demanda de este sector disminuyó a un ritmo del 0,5 % anual.

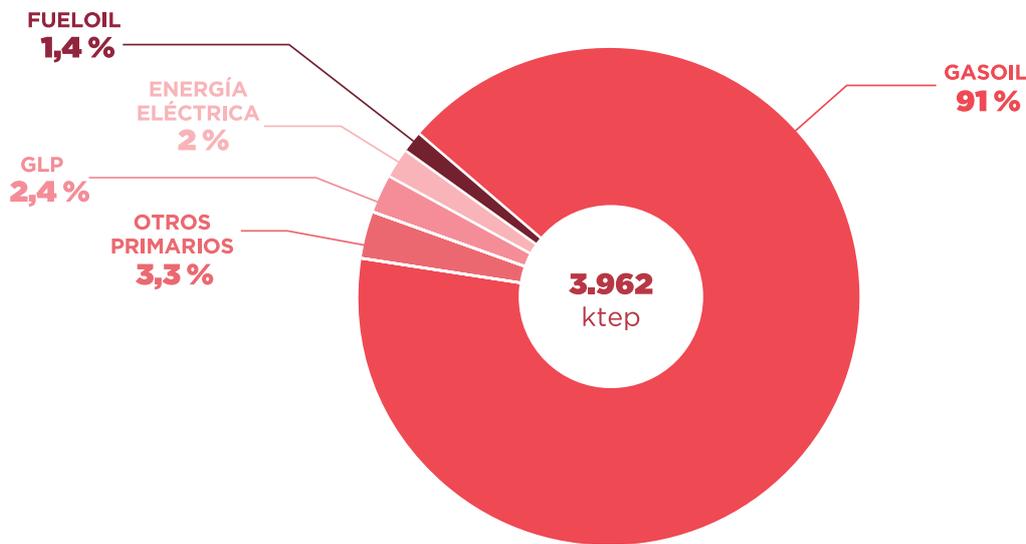
En esta demanda el gasoil, que presentó en la última década una tasa de variación anual acumulada del -0,5 %, representó el 91,0 %.

Tabla 38. Evolución del consumo final de energía del sector agropecuario por fuente (2007-2016).

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Variación a.a. 07-16	Variación 15-16	Participación 16
	ktep										%	%	%
Gasoil	3.722	3.672	3.307	3.605	3.684	3.447	3.676	3.506	3.624	3.604	-0,4 %	-0,6 %	91,0 %
Otros primarios	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	0,0 %	0,0 %	3,3 %
GLP	84	81	72	115	91	97	99	94	94	95	1,3 %	1,4 %	2,4 %
Energía eléctrica	65	63	71	75	87	90	92	90	92	79	2,3 %	-13,9 %	2,0 %
Fueloil	162	99	47	32	107	118	108	108	117	55	-11,3 %	-53,1 %	1,4 %
Total	4.161	4.043	3.626	3.957	4.098	3.881	4.104	3.927	4.056	3.962	-0,5 %	-2,3 %	100,0 %

Fuente: Balance Energético Nacional 2016, Ministerio de Energía y Minería.

Figura 49. Consumo final de energía del sector agropecuario por fuente (2016).



Fuente: Balance Energético Nacional 2016, Ministerio de Energía y Minería.

Consumo final de energía del sector industrial

El sector industrial representó en 2016 el 24,1 % del consumo final de energía del país. La principal fuente de energía utilizada fue el gas natural,

que representó (con una variación del -0,5 % a.a.) el 34,2 % de la demanda del sector, seguido por la energía eléctrica, con 34,2 %, que, en la última década, mostró un crecimiento del 2,0 % anual.

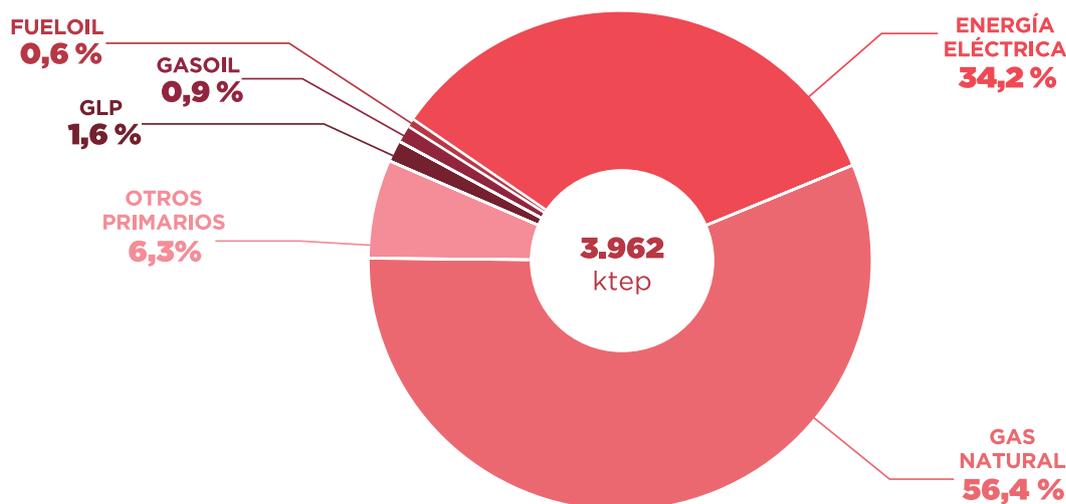
Tabla 39. Evolución del consumo final de energía del sector industrial por fuente (2007-2016).

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Variación a.a. 07-16	Variación 15-16	Participación 16
	ktep										%	%	%
Energía eléctrica	3.698	3.949	3.826	4.154	4.275	4.346	4.207	4.419	4.336	4.424	2,0 %	2,0 %	34,2 %
Gas natural	7.657	7.528	6.781	6.789	7.359	6.746	7.348	7.513	7.824	7.306	-0,5 %	-6,6 %	56,5 %
Otros primarios	929	960	917	835	884	862	767	846	742	810	-1,5 %	9,1 %	6,3 %
GLP	185	177	158	252	201	214	218	208	206	209	1,3 %	1,4 %	1,6 %
Gasoil	116	115	103	113	115	108	115	110	113	113	-0,4 %	-0,6 %	0,9 %
Fueloil	240	146	70	48	158	175	160	160	174	81	-11,3 %	-53,1 %	0,6 %
Total	12.825	12.875	11.855	12.190	12.992	12.451	12.814	13.255	13.395	12.942	0,1 %	-3,4 %	100,0 %

Fuente: Balance Energético Nacional 2016, Ministerio de Energía y Minería.



Figura 50. Consumo final de energía del sector industrial por fuente (2016).



Fuente: Balance Energético Nacional 2016, Ministerio de Energía y Minería.

Anexo II: Categorías del Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero relevantes para el sector energía

Si se consideran solamente las fuentes de emisión atribuidas al Ministerio de Energía y Minería (MINEM), el inventario del sector energía contempla:

- Actividades de quema de combustibles (1.A): emisiones de la oxidación intencional de materiales dentro de un aparato diseñado para calentar y proporcionar calor como calor o como trabajo mecánico a un proceso o bien para aplicaciones fuera del aparato.

- Industrias de la energía (1.A.1): emisiones de combustibles quemados por la extracción de combustibles o por las industrias de producción energética. Dentro de la subactividad se incluyen las que se detallan a continuación:

- Producción de electricidad y calor como actividad principal (1.A.1 a): la suma de emisiones de productores de electricidad como actividad principal, la generación combinada de calor y energía y las centrales de calor. Los productores como actividad principal se definen como aquellas empresas cuya finalidad es suministrar al público. Pueden ser de propiedad pública o privada. Deben incluirse las emisiones del uso de combustibles en el sitio propio.

- Refinación del petróleo (1.A.1 b): actividades de combustión que respaldan la refinación de productos del petróleo. Incluyen la quema en el sitio para la generación de electricidad y calor para uso propio.

- Fabricación de combustibles sólidos y otras industrias energéticas (1.A.1 c): emisiones de la quema de combustibles usados durante la fabricación de productos secundarios y terciarios con combustibles sólidos, incluida la producción de carbón vegetal. Deben incluirse las emisiones del uso de combustibles en el sitio propio. Incluye asimismo la quema para la generación de electricidad y calor para el uso propio en estas industrias.

- Transporte (1.A.3): emisiones de la quema y la evaporación de combustible para todas las actividades de transporte, independientemente del sector. Deben excluirse, lo máximo posible, las emisiones de combustible vendido a cualquier aeronave o nave marítima dedicada al transporte internacional.

- Otro tipo de transporte (1.A.3 e): emisiones por la quema de todas las demás actividades de transporte, incluidos el transporte por tuberías, las actividades terrestres en aeropuertos y puertos y las actividades en rutas no pavimentadas no declaradas en otras categorías.

- Otros consumos de combustibles (1.A.4): emisiones de las actividades de quema como se describe a continuación, incluida la que-

ma para la generación de electricidad y calor para el uso propio:

- Comercial/Institucional (1.A.4 a): emisiones de la quema de combustibles en edificios comerciales e institucionales.
 - Residencial (1.A.4 b): emisiones por la quema de combustibles en hogares.
- Emisiones fugitivas (1.B): emisiones intencionales y no intencionales emanadas de la extracción, el procesamiento, el almacenamiento y el transporte de combustibles al punto de uso final. Se desagrega en las siguientes categorías:
- Combustibles sólidos (1.B.1): emisiones que emanan de la minería de carbón, pos-minería, las minas abandonadas y la quema de fugas de CH₄.
 - Combustibles sólidos (1.B.2): emisiones fugitivas provenientes de todas las actividades de petróleo y gas natural. Las fuentes primarias de estas emisiones pueden incluir las fugas de equipos, las pérdidas por evaporación, el venteado, la quema y las emisiones accidentales. Se desagrega en las siguientes categorías:
 - Petróleo (1.B.2 a): emisiones por venteo, quema en antorcha y toda otra fuente fugitiva vinculada con la exploración, producción, transmisión, concentración y refinación de petróleo crudo y la distribución de productos de petróleo crudo.
 - Gas natural (1.B.2 b): emisiones por venteo, quema en antorcha y toda otra fuente fugitiva vinculada con la exploración, la producción, el procesamiento, la transmisión, el almacenamiento y la distribución de gas natural (incluyendo tanto gases asociados como no asociados).





www.argentina.gob.ar/ambiente
cambioclimatico@ambiente.gob.ar



**Sistema de Mapas de
Riesgo del Cambio
Climático**



**Inventario Nacional
de Gases de Efecto
Invernadero**



Supported by:



Federal Ministry
for the Environment, Nature Conservation
and Nuclear Safety



*Al servicio
de las personas
y las naciones*

based on a decision of the German Bundestag

**Ministerio de Ambiente
y Desarrollo Sustentable**

**Ministerio de Energía
y Minería**



Presidencia de la Nación