



Ministerio de Energía y Minería  
Presidencia de la Nación

# Escenarios Energéticos 2030

Dirección Nacional de Escenarios y Evaluación de Proyectos  
Subsecretaría de Escenarios y Evaluación de Proyectos  
Secretaría de Planeamiento Energético Estratégico

Diciembre 2017

## Autoridades

### **Ministro de Energía y Minería**

Ing. Juan José Aranguren

### **Secretario de Planeamiento Energético Estratégico**

Ing. Daniel Redondo

### **Subsecretario de Escenarios y Evaluación de Proyectos**

Lic. Mauricio Roitman

### **Director Nacional de Escenarios y Evaluación de Proyectos Energéticos**

Lic. Sebastián Sánchez

### **Director de Escenarios Energéticos**

Lic. Aníbal Fernández Folatti

### **Equipo de Trabajo**

Paula Alzieu

Sebastian Baigorria

Gustavo Barbarán

Javier Barrionuevo

Diego Guichon

Daniel Kampel

Leonardo Mastronardi

Oscar Natale

Juan Pablo Vila

Pablo Pérez

María Alejandra Sfeir

Daniela Valles Puertas

# Índice

Autoridades .....	1
Índice.....	2
Acerca de este documento .....	3
Resumen Ejecutivo.....	4
Introducción .....	10
Nota metodológica .....	11
Escenarios de evolución de precios .....	13
Precios de petróleo crudo.....	13
Escenarios de evolución del consumo final de energía.....	19
Principales variables empleadas en la construcción de los escenarios de demanda .....	20
Evolución del consumo final total de energía .....	21
Evolución de los consumos de los principales energéticos en el escenario Tendencial .....	22
Construcción de los ahorros provenientes de medidas de ahorro y eficiencia energética .....	26
Escenarios de evolución de la producción de hidrocarburos .....	34
Gas natural .....	35
Petróleo .....	37
Pozos, arena, equipos e inversiones.....	39
Escenarios de evolución del sector de generación eléctrica.....	46
Incorporación de potencia.....	47
Principales resultados de los escenarios de potencia y generación eléctrica .....	50
Escenarios de evolución del sector de refinación de petróleo .....	54
Matriz energética .....	58
Balanza comercial energética.....	60
Emisiones de gases de efecto invernadero .....	62
Consideraciones finales .....	65

## Acerca de este documento

El Ministerio de Energía y Minería presenta sus Escenarios Energéticos 2030 con el objeto de brindar insumos a todos los actores involucrados en el sector energético, tanto del lado de la oferta como desde la demanda, para pensar en la energía del futuro.

Los escenarios aquí presentados surgen de un proceso de modelización basado en el uso de metodologías, información, supuestos, conocimiento y tecnologías disponibles al momento de su confección, explicitados en los apartados correspondientes de este documento y están, por lo tanto, sujetos a las limitaciones inherentes a los mismos.

En consecuencia, debido a la naturaleza cambiante de un sector energético en proceso de normalización regulatoria, económica e institucional, dichos escenarios son también dinámicos.

Es por esto que, en ediciones venideras de este documento, los resultados de los mismos podrán variar significativamente, en línea con la evolución de la realidad energética nacional e internacional, con el desarrollo de los diferentes sectores de la economía y con condiciones de borde cambiantes —como por ejemplo cambios en la dinámica de precios internacionales, la evolución de los acuerdos sobre Cambio Climático o la ocurrencia de eventos de disrupción tecnológica o política—, que resultarían en la consecuente inclusión o ajuste de los supuestos utilizados.

Los resultados de los ejercicios volcados en estas páginas, asociados a cuatro escenarios que son función de la combinación de diferentes supuestos de demanda, inversión, precios y productividad, no pretenden tener carácter predictivo. Los presentes escenarios son proyecciones de lo que podría ocurrir en función de determinadas combinaciones de supuestos, establecidos aquellos bajo las condiciones actuales que podrán variar a futuro.

Asimismo, se destaca que el Ministerio de Energía y Minería no asigna diferentes probabilidades de ocurrencia a los escenarios modelados, sino que presenta los resultados de manera imparcial para el análisis del público.

Los procesos participativos y de diálogo relacionados al planeamiento energético que el Poder Ejecutivo Nacional impulsa a través de este ministerio, como su participación en la Plataforma Escenarios Energéticos y otras iniciativas en la misma dirección, sumados a un incremento de la transparencia a partir de la puesta a disposición de más y mejor información, contribuirán también indudablemente a fortalecer las capacidades del Estado para reflejar una visión compartida de la sociedad argentina para la construcción de un futuro energético sostenible.

## Resumen Ejecutivo

El presente trabajo tiene por objetivo evaluar distintos escenarios de evolución de la matriz energética argentina para los años 2016-2030. Para esto se postularon hipótesis iniciales cuyos escenarios se aplicaron a modelos de prospección del consumo energético, del sistema eléctrico, refinador y finalmente del sistema energético integrado.

Se buscó realizar una caracterización de la matriz a largo plazo, para lo cual fue necesario contemplar algunas simplificaciones.

En términos de los escenarios de consumo final de energía, se presenta un escenario Tendencial donde el consumo final se modela teniendo en cuenta el comportamiento de los últimos años en diversas estimaciones de tipo *top down*, y un escenario Eficiente, que incorpora el potencial impacto de nuevas políticas en materia de ahorro y/o eficiencia energética o la profundización de las existentes junto a otras medidas que afecten a la demanda de energía.

En términos de producción y transformación de energía, se definen dos escenarios de producción de gas natural que, alcanzado principalmente los niveles de productividad en la industria del no convencional, tienen relación directa con los escenarios de consumo tendencial y eficiente. Por otra parte, los escenarios de precios internacionales adoptados cuyos supuestos son presentados en el documento, se reflejan principalmente en dos escenarios de producción de petróleo: el escenario Base, el cual tiene una relación directa con el escenario de precios internacionales denominado *low*, mientras que el escenario +Inversión se vincula con el escenario de precios internacionales denominado *reference*<sup>1</sup>.

El cuadro que se muestra a continuación presenta los escenarios que surgen de la combinatoria de proyecciones mencionada.



<sup>1</sup> Fuente: U.S. Energy Information Administration.

En los escenarios antes descriptos se analiza en forma conjunta el impacto de políticas subsectoriales en forma articulada y combinada. Estos ejercicios permiten construir una visión de las distintas trayectorias de la matriz energética de acuerdo al impacto de políticas de ahorro y eficiencia energética, diversificación de la matriz y el desarrollo de los recursos hidrocarbúricos no convencionales de Argentina.

Las principales variables utilizadas para prospectar los escenarios energéticos son el Producto Interno Bruto (PIB), población, total de hogares, hogares con conexiones de gas natural, producción agrícola y el parque automotor.

Se adopta como insumo para los escenarios un crecimiento del PIB en línea con lo presentado en el Presupuesto de la Nación para los primeros años y luego se asume convergencia a la tasa histórica de crecimiento de nuestra economía para los últimos 60 años (2,7%), reportada por un estudio de la Universidad de Buenos Aires<sup>2</sup>. Esto entrega un valor de 2,95% anual acumulado.

En materia de crecimiento poblacional y de hogares, se trabajó en base a las estimaciones demográficas del INDEC<sup>3</sup>. A partir de las mismas se estimó al año 2030 una población de aproximadamente 49,4 millones de personas y unos 17,2 millones de hogares.

Sobre esta cantidad de hogares se estimó una evolución de la penetración del gas natural en los mismos, pasando del 65% en 2016 a 74% hacia el 2030, contemplando no solo el crecimiento vegetativo de las distribuidoras sino también incorporando los nuevos usuarios vinculados a las obras en materia de gasoductos troncales.

Se proyecta el parque automotor por tipo de vehículo y consumo de combustible según la relación PIB per cápita y tasa de motorización (335 autos cada mil habitantes en el 2030). A su vez, se supone una penetración moderada de autos eléctricos al mercado (1,5% del parque en el 2030).

A continuación, se describen los principales resultados de las proyecciones del consumo final de energía de la Argentina para el período 2016-2030, conforme la prospectiva socioeconómica, bajo los escenarios Tendencial y Eficiente planteados, como consecuencia de las hipótesis referidas previamente.

La demanda final de energía para el total país en el período 2016 - 2030, crecería con tasas de 2,5% anual acumuladas (a.a) en el escenario Tendencial y 1,7% a.a. en el Eficiente. Partiendo en 2016 de un consumo final de 56 MM tep, en 2030 se alcanzarían 74 MM tep en el escenario Eficiente y 82 MM tep en el Tendencial.

---

<sup>2</sup> Coremberg, Ariel. "PIB ARGENTINA 1913-2013: De las Tasas Chinas a los pocillos sin café – Serie Arklems Encadenada", 30 diciembre 2014.

<sup>3</sup> INDEC (2015), "Estimaciones y Proyecciones de población 2010-2040 Total País". Nro. 35 serie: Análisis demográfico.

En consecuencia, el ahorro entre ambos escenarios en el horizonte de este análisis sería de 8 MM tep, equivalente a casi el 10,2% del consumo final referido al escenario Tendencial.

En el escenario Eficiente se observa un desacople del consumo final total de energía del crecimiento de la economía y la tendencia a alcanzar elasticidades más similares a aquellas que registran países desarrollados.

Los cuadros presentados a continuación resumen los principales resultados obtenidos.

	<b>Tendencial</b>	<b>Eficiente</b>
<b>Consumo final</b>	Año 2030	Año 2030
Consumo total de energía (MMtep)	82 (2,5%a.a.)	74 (1,7%a.a.)
Energía eléctrica (TWh)	211 (3,4% a.a.)	176 (2,0% a.a.)
Gas natural (miles MMm <sup>3</sup> )	36,3 (2,1% a.a.)	31,9 (1,1% a.a.)
Gasoil (MMm <sup>3</sup> )	17,5 (2,1% a.a.)	15,4 (1,2% a.a.)
Nafta (MMm <sup>3</sup> )	14,1 (3,5% a.a.)	13,8 (3,4% a.a.)
<b>Impacto de eficiencia y ahorro energético</b>	Ahorro al año 2030 (Tendencial vs. Eficiente)	
Energía eléctrica	16,8%	
Gas natural	12,3%	
Gasoil y nafta	7,2%	

*Elaboración propia SSEyEP-MINEM. Nota: la demanda de gas natural no incluye RTP Cerri ni el consumo en las centrales eléctricas.*

Los escenarios de evolución de la producción de petróleo están asociados a la evolución de los precios internacionales. En ambos casos se revierte la tendencia declinante de los últimos años gracias al desarrollo de los recursos no convencionales. De acuerdo con la configuración del parque refinador planteada, comienzan a registrarse excedentes exportables de crudo al final del período, especialmente en el escenario de +Inversión.

	<b>Base</b>	<b>+Inversión</b>
<b>Producción (kbb/d)</b>	Año 2030	Año 2030
Petróleo	660	750

*Elaboración propia SSEyEP-MINEM*

Como se indicara previamente, la producción de gas natural se encuentra condicionada por los escenarios de demanda. Dada la estacionalidad que caracteriza su consumo, se plantea el desafío de estimular la producción de no convencionales, *offshore* y los yacimientos maduros. Para alcanzar el pico de demanda local, se debe contar con alternativas para comercializar o almacenar la producción que exceda al consumo en los meses de menor demanda. En esta línea, en los escenarios se prevé la exportación regional de gas natural, con caudales de intercambio hacia países vecinos que alcanzarían valores máximos de 25 MMm<sup>3</sup>/d.

A su vez, resulta oportuno destacar que en el marco de un desarrollo del gas no convencional que propicie la reducción de costos y precios a nivel local, se encuentra entre las opciones comerciales a evaluar en forma más detallada en futuros escenarios la exportación a través de la licuefacción del gas natural local. De acuerdo a los escenarios de precios internacionales planteados, esta alternativa podría ser factible en el último lustro (2025-2030).

	<b>Tendencial</b>	<b>Eficiente</b>
<b>Producción (MMm<sup>3</sup>/d)</b>	Año 2030	Año 2030
Gas natural	200	174

*Elaboración propia SSEyEP-MINEM*

En los escenarios analizados se observa una caída en los requerimientos de importación de gas natural, concentrando en invierno la presencia del GNL y, hacia el final del período, se plantea mayor flexibilidad en torno a las importaciones del gas natural proveniente de Bolivia.

Respecto al sector eléctrico, se prevé una importante incorporación de potencia procurando una mayor diversificación de la matriz de oferta con eje en la incorporación de fuentes de baja emisiones, principalmente de energías renovables no convencionales.

	<b>Tendencial</b>	<b>Eficiente</b>
<b>Nueva Potencia (GW)</b>	Acumulada al 2030	Acumulada al 2030
Térmica	11,2	7,2
Hidroeléctrica	3,0	3,0
Nuclear	2,0	2,0
Renovable	18,2	14,3
<b>Nueva potencia total</b>	<b>34,4</b>	<b>26,5</b>
<b>Generación</b>	Participación en 2030	Participación en 2030
Térmica	38%	31%
Hidroeléctrica	24%	29%
Nuclear	13%	15%
Renovable	25%	25%
<b>Generación total</b>	<b>214 TWh</b>	<b>179 TWh</b>

*Elaboración propia SSEyEP-MINEM*

A partir del cumplimiento de la ley de promoción de las energías renovables, 27.191, se alcanza el 20% al año 2025 y se asume que la misma se profundiza, alcanzando un 25% al 2030.

Este esfuerzo, sumado a las inversiones previstas en energía hidroeléctrica y nuclear, permite una mayor diversificación de la matriz de generación eléctrica, reduciendo en forma significativa la participación térmica, que era del orden del 66% en el año 2016.

La característica más relevante de la matriz energética de Argentina radica en su grado de dependencia de los hidrocarburos, particularmente del gas natural. Así, en el año 2016 el 89% de la oferta interna total de energía proviene de los hidrocarburos (57% gas natural, 31% petróleo y 1% carbón) quedando un bajo peso relativo de otras fuentes, como la energía hidroeléctrica y la nuclear, aunque éstas últimas revisten mayor importancia cuando se analiza la generación de energía eléctrica. A su vez, las energías renovables tienen una acotada participación en el 2016.

	<b>Base Tendencial</b>	<b>+Inversión Eficiente</b>
<b>Oferta Interna Total<sup>4</sup></b>	Participación en 2030	Participación en 2030
Gas natural	55,7%	52,2%
Petróleo	23,7%	25,8%
Carbón	0,2%	0,3%
Hidroelectricidad	4,9%	5,4%
Nuclear	6,1%	6,7%
Renovable	9,5%	9,5%
<b>Total</b>	<b>117 MMtep</b>	<b>105 MMtep</b>

*Elaboración propia SSEyEP-MINEM*

En los escenarios analizados al año 2030 se plantea un incremento considerable de la participación de energías renovables en la oferta interna de energía, más que duplicando su porción relativa en relación al año 2016. Dicho incremento se debe a una mayor penetración en la matriz eléctrica de las energías renovables no convencionales, más allá de lo establecido por la Ley 27.191, sumado al incremento en el corte efectivo de biocombustibles (B20 para flotas cautivas de transporte pesado e incorporación de autos *flex* en el parque automotor naftero). El ingreso de la cuarta y quinta centrales nucleares impacta en el crecimiento de la participación de esta fuente en el último quinquenio. La energía hidroeléctrica, por su parte, aumenta levemente su porcentaje de participación. Aun así, la dependencia respecto de los hidrocarburos sigue siendo importante y se mantiene cercana al 80%.

En cuanto a la evolución futura de las emisiones del sector energético, los escenarios resultantes muestran un incremento moderado en las emisiones de CO<sub>2</sub>e entre los años 2016 a 2030, pudiendo observarse al desagregar dichas emisiones que el crecimiento de las mismas está direccionado principalmente por aquellas generadas en el sector de consumo final, mientras que en el sector de generación eléctrica se da una reducción significativa, producto de la penetración de energías renovables, hidráulica y nuclear, que desplazan generación térmica, especialmente aquella generada con líquidos (gasoil y fueloil).

<sup>4</sup> Oferta interna de energía primaria más el efecto de la balanza comercial de la energía secundaria.

<b>Emisiones (MMtCO<sub>2</sub>e)</b>	<b>Base Tendencial</b>	<b>+Inversión Eficiente</b>
	Año 2030	Año 2030
Consumo final	154	140
Generación eléctrica	35	26
Fugitivas	15	14
Industrias energéticas	20	22
Gasoductos	3	3
<b>Total</b>	<b>227</b>	<b>205</b>

*Elaboración propia SSEyEP-MINEM*

## Introducción

El presente trabajo tiene como objetivo evaluar distintos escenarios de evolución de la matriz energética argentina para los años 2016-2030. Para ello se postularon hipótesis iniciales, cuyos escenarios se aplicaron a modelos de prospección del consumo energético, del sistema eléctrico, refinador y finalmente del sistema energético integrado.

Se buscó realizar una caracterización de la matriz a largo plazo, para lo cual fue necesario establecer algunas simplificaciones. Es por este motivo debe ser considerado como un punto de partida sobre el cual seguir profundizando, para poder representar íntegramente las complejidades de la estructura del sistema energético argentino.

Por lo tanto, como todo ejercicio de escenarios debe ser leído como posibles trayectorias a futuro y no como pronósticos. Constituye un instrumento más en la discusión de oportunidades y amenazas que enfrenta el sector, un elemento que promueve una mirada y una discusión de largo plazo a fin de avanzar en un posicionamiento estratégico y la construcción de una visión del sector hacia el futuro.

El objetivo principal de esta técnica de análisis es que aquellos actores que tienen la responsabilidad de tomar decisiones sectoriales dispongan de los mejores elementos de juicio para definir políticas públicas teniendo presente su impacto futuro. Esta capacidad es particularmente relevante en el caso del sector energético dado que suele demandar decisiones que tienen un prolongado período de gestación y/o ejecución, y que involucran cuantiosos recursos técnicos y económicos.

Para trabajar sobre la base de escenarios se plantearon diferentes senderos alternativos para las variables de base: precios, producción de hidrocarburos y consumo de energía. Para cada una de estas variables se elaboraron dos escenarios:



Dada su configuración, y con la finalidad de simplificar su exposición y contraste, serán expuestos con mayor detalle a lo largo del documento los escenarios denominados “Tendencial +Inversión” y “Eficiente +Inversión”, mientras que para aquellos resultados donde haya sensibilidad en los precios internacionales se expondrán los cuatro casos.

El documento a continuación avanza abordando el conjunto de supuestos e hipótesis iniciales, describiendo los escenarios de precios internacionales considerados y los supuestos socioeconómicos adoptados. Luego se exponen los resultados prospectivos del consumo final, realizando análisis agregado para los principales energéticos, conforme los criterios e hipótesis adoptados en la evolución de los requerimientos energéticos. Se analizan las variables claves que influyen en dichos consumos y los potenciales impactos de las políticas públicas, con especial atención en aquellas direccionadas al ahorro y uso eficiente de la energía.

Posteriormente, se presentan los diferentes escenarios de evolución de la producción de gas natural y petróleo, con particular atención al desarrollo de los recursos no convencionales. Luego se analiza la evolución del subsector eléctrico, para el cual se evalúa el impacto de políticas en materia de energías renovables no convencionales, nuclear, hidroeléctrica, a partir de la disponibilidad de combustibles y procurando no solo abastecer la demanda sino recuperar paulatinamente la confiabilidad del sistema. Se incluyen además sendos análisis del sector refinador, centrado en los requerimientos de refinación, y del desarrollo de derivados del petróleo.

A partir de allí, se desprenden una serie de análisis derivados de la prospectiva energética realizada como la evolución de la oferta interna total, y los requerimientos de importaciones de energía.

Finalmente, contiene consideraciones que recoge los aspectos a desarrollar y profundizar en futuros trabajos.

### Nota metodológica

En el siguiente esquema se representa de forma simplificada el proceso de elaboración de los escenarios planteados en el presente documento, el cual se nutre del sistema de información energética como punto de partida. A su vez, se alimenta a los modelos y análisis con información proveniente del Ministerio de Hacienda y el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos de la República Argentina (INDEC), conformándose el escenario socioeconómico. Luego se estudian y analizan las perspectivas regionales y mundiales respecto a las tendencias y perspectivas energéticas, tecnológicas y ambientales que definen al escenario energético. Posteriormente comienza un proceso de iteración entre los resultados de demanda y los distintos componentes de oferta obteniéndose como resultado de este transcurso los balances energéticos proyectados.



## Escenarios de evolución de precios

En el presente ejercicio de prospectiva se evalúan escenarios de precios de petróleo crudo, combustibles líquidos y gas natural. Para los precios del petróleo y sus derivados se consideraron dos escenarios sobre la base de la información de la Agencia de información Energética de los Estados Unidos (EIA, por sus siglas en inglés): *Reference case* y *Low case*. Los precios de los combustibles líquidos se estimaron en base a la trayectoria del precio internacional del petróleo crudo. Para los precios internacionales del gas natural se optó por tomar un único escenario, el *Reference case*, debido a la escasa diferencia en comparación al *Low case*, elaborado por la EIA.

Por otra parte, con base en el proceso de normalización del sector y el alineamiento con los precios internacionales del petróleo y sus derivados desde el primero de octubre del corriente año, se considera que los precios del petróleo y sus derivados convergen con los internacionales en 2018.

Metodológicamente resulta importante indicar que todos los precios reflejados en el presente se trabajan en dólares constantes de 2016.

### Precios de petróleo crudo

Para la estimación de precios del petróleo se proyectaron los precios de cotización internacional (WTI y Brent), los precios locales de venta en el mercado interno por tipo de crudo (Escalante y Medanito), los precios paridad de exportación y los precios paridad de importación. Para todos los precios se analizaron dos escenarios: *Reference case* y *Low case*.

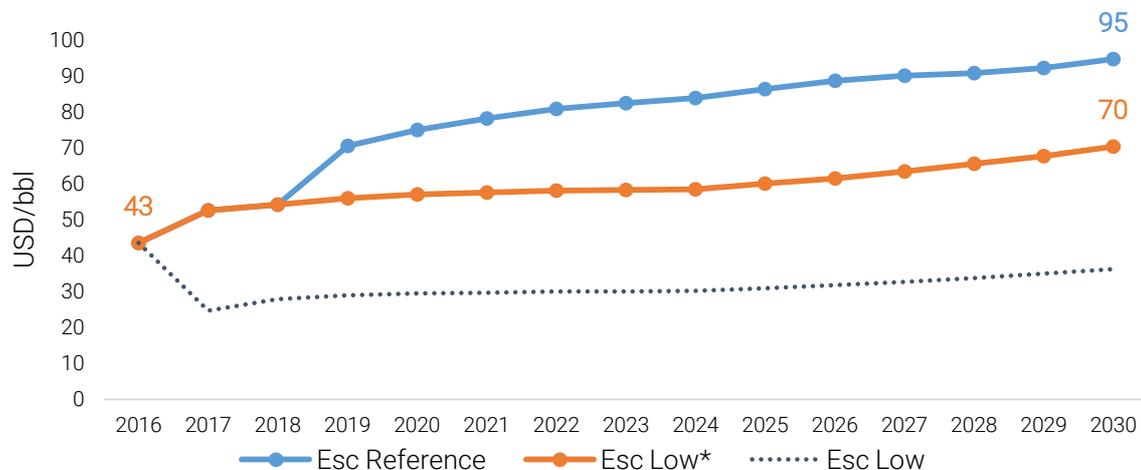
Para los años 2017 y 2018, en ambos escenarios, se tomaron los precios de las proyecciones elaboradas por EIA en el *Short-Term Energy Outlook*.<sup>5</sup> Luego, para el escenario Reference del período 2019-2030 se tomaron los valores del *Annual Energy Outlook 2017*.<sup>6</sup> Para el mismo período en el caso del escenario *Low* se realizó una construcción propia (*Low\**) basada en el escenario original la cual surge de aplicar las tasas de variación anual del escenario *Low* del *Annual Energy Outlook* a las proyecciones del *Short-Term* para el año 2018. A continuación, se ilustra la evolución estimada para del Brent para los escenarios mencionados.

---

<sup>5</sup> U.S. Energy Information Administration: Short-Term Energy Outlook oct-2017. Link: <https://www.eia.gov/forecasts/steo/>

<sup>6</sup> U.S. Energy Information Administration: Annual Energy Outlook 2017. Link: <https://www.eia.gov/forecasts/aeo/>

Gráfico N° 1: Evolución del Brent según escenario, 2016-2030 (USD/bbl)



Elaboración propia sobre la base de datos de EIA.

### Precios paridad de exportación e importación

A los precios paridad de exportación se los proyectó según la evolución del Brent, al cual se le descontó lo siguiente: 5 USD/bbl en concepto de transporte, y -1% por costos varios.

Los precios de importación se proyectaron según la evolución estimada para el Brent, más 5 USD/bbl de transporte, y +1% por costos varios.

### Precios locales del petróleo

En cuanto a los precios locales del petróleo, desde el año 2018 en adelante, se aplica el empalme con los precios internacionales. El precio local del Medanita se proyecta como el precio paridad de importación del Brent corregido por el diferencial de calidad entre el Medanita y el Brent. En tanto, el precio local del Escalante se relaciona con el precio paridad de exportación corregido por el diferencial de calidad entre el Escalante y el Brent.

### Precios de los derivados

Se analizaron escenarios de precios de los siguientes combustibles seleccionados: aerokerosene, nafta, gasoil, GLP y fueloil. Los mismos surgen de una vinculación entre el precio de cotización internacional WTI y el precio marcador del derivado, los coeficientes de las regresiones lineales se estimaron en base a series históricas de los marcadores internacionales de dichos combustibles y el precio del WTI.<sup>7</sup>

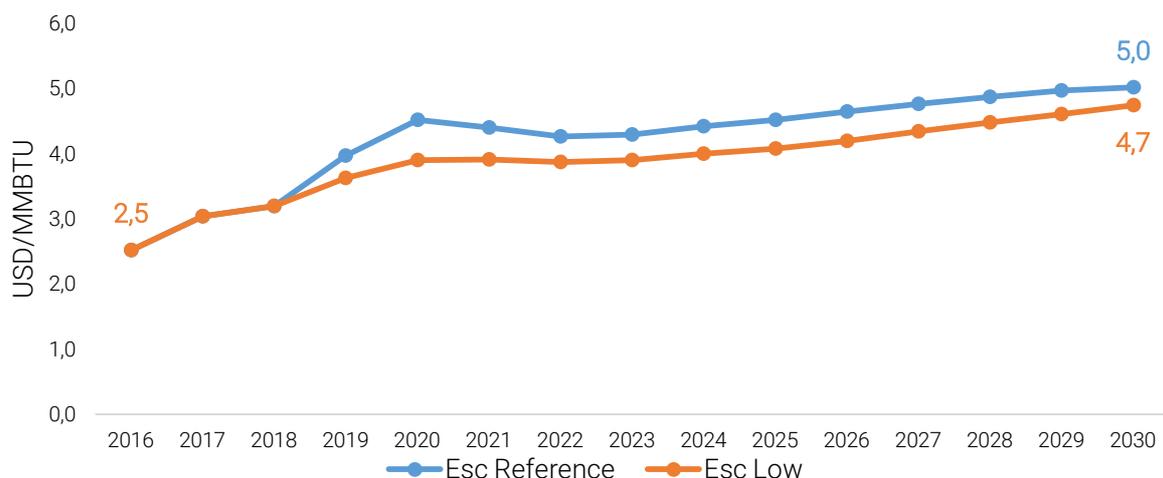
<sup>7</sup> Marcadores utilizados: aerokerosene (U.S. Gulf Coast Kerosene-Type Jet Fuel Spot Price), nafta (Los Angeles Reformulated RBOB Regular Gasoline Spot Price), gasoil (Los Angeles, CA Ultra-Low Sulfur CARB Diesel Spot Price), GLP (Mont Belvieu, TX Propane Spot Price) y fueloil (No. 6 Residual Fuel)

## Precios de gas natural

A los fines de los escenarios de precios de gas natural se estimaron los precios de importación. El precio del contrato de Bolivia, basado en los senderos estimados para los combustibles líquidos, y el precio de importación de gas natural licuado (GNL), basado en el escenario del precio del Henry Hub. A su vez, se estimaron los precios de gas natural para el mercado interno.

Para el precio internacional de referencia, se utilizó la proyección de la EIA del Henry Hub. A diferencia de los precios de petróleo crudo en este caso se consideró un único escenario, el *Reference case*, debido a que la escasa diferencia entre ambas proyecciones no generaba prácticamente elementos de contraste en la comparación de los escenarios. Para los años 2017 y 2018 se tomaron los precios de las proyecciones elaboradas por EIA en el *Short-Term Energy Outlook*<sup>8</sup> y para el período 2019-2030 se tomaron los valores del *Annual Energy Outlook 2017*.

Gráfico N° 2: Escenarios de precios Henry Hub, 2016-2030 (USD/MMBTU)



Fuente: Energy Information Administration (EIA)

## Precio de importación de gas natural proveniente de Bolivia

Para el precio del gas natural importado desde Bolivia se consideró la fórmula establecida en el Contrato de compra-venta de gas natural entre ENARSA y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), modificada por la Adenda 2 (2014) del mismo documento.

Dicha fórmula considera los precios internacionales de diferentes tipos de fueloil y gasoil, por lo que se utilizaron las proyecciones propias de los precios de esos derivados de cotización internacional. Dado que el precio de importación de Bolivia depende de los combustibles líquidos, se han

<sup>8</sup> U.S. Energy Information Administration: Short-Term Energy Outlook oct-2017. Op. cit.

proyectado dos escenarios de acuerdo con la evolución supuesta del petróleo y sus derivados (escenarios *Reference* y *Low*).

Por otra parte, es importante mencionar que el contrato vigente vence en 2026, la proyección entre 2027 y 2030 supone que se mantiene la misma fórmula que en el contrato actual.

**Precio de importación de GNL**

El precio del GNL se estimó siguiendo la siguiente fórmula:

$$\text{Precio GNL} = \text{HH}_{\text{adj}} + \text{CL\&M} + \text{CT} + \text{CR}$$

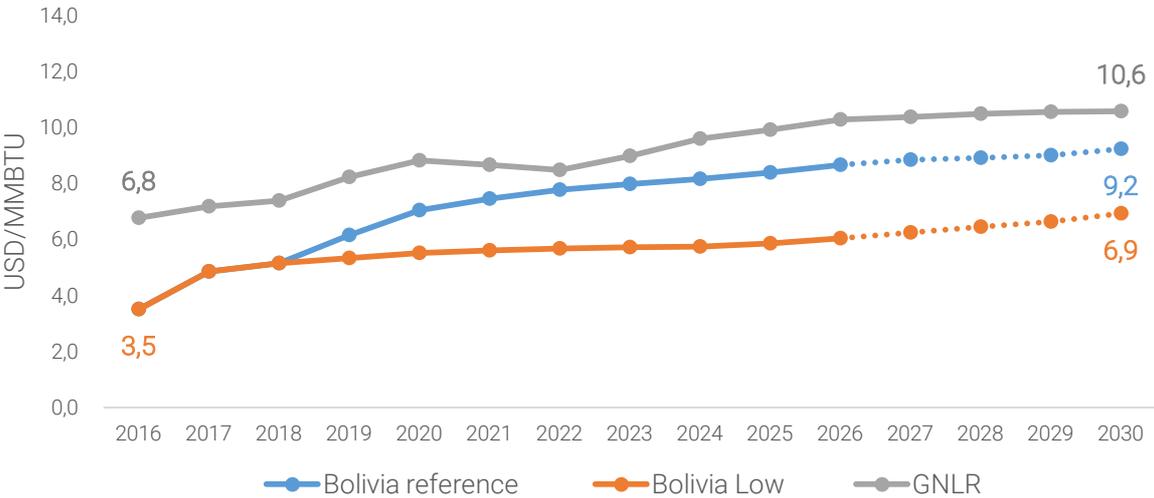
Donde:

- $\text{HH}_{\text{adj}}$ : Henry Hub \* 1,15
- CL&M: Costo de licuefacción y margen
- CT: Costo de transporte
- CR: Costo de regasificación

Las proyecciones del Henry Hub utilizadas son las mencionadas anteriormente, utilizando sólo el escenario *Reference*.

El precio estimado incluye el costo de regasificación. No obstante, no incluye costos accesorios como aranceles de Aduana, puertos, remolcadores y otros costos.

**Gráfico N° 3: Escenarios de precios de importación de gas natural, 2016-2030 (USD/MMBTU)**



Elaboración propia SSEyEP-MINEM. Nota: GNLR: Gas Natural Licuado Regasificado

## Precios locales

Para los precios de gas natural local se estimaron los precios a la producción local, y los precios para cada segmento de la demanda.

El precio de la demanda es un promedio ponderado por el volumen y precio de cada segmento. Hasta 2019 los usuarios de distribuidora y GNC tienen como referencia el sendero de la Res. 212/2016, presentado en Audiencia Pública. Los usuarios de Patagonia, Malargüe y la Puna continúan con el sendero hasta 2022. Una vez finalizado el sendero establecido, se asume que el precio converge a un valor definido en el mercado libre.

El precio del mercado libre resulta del promedio ponderado de cada volumen de demanda mensual por el precio marginal que le corresponda (GNL o precio de verano). Dado el precio marginal de invierno, el precio de verano es el precio al que los productores venderían en los meses estivales de forma tal que el ingreso medio anual sea igual al costo de desarrollo.

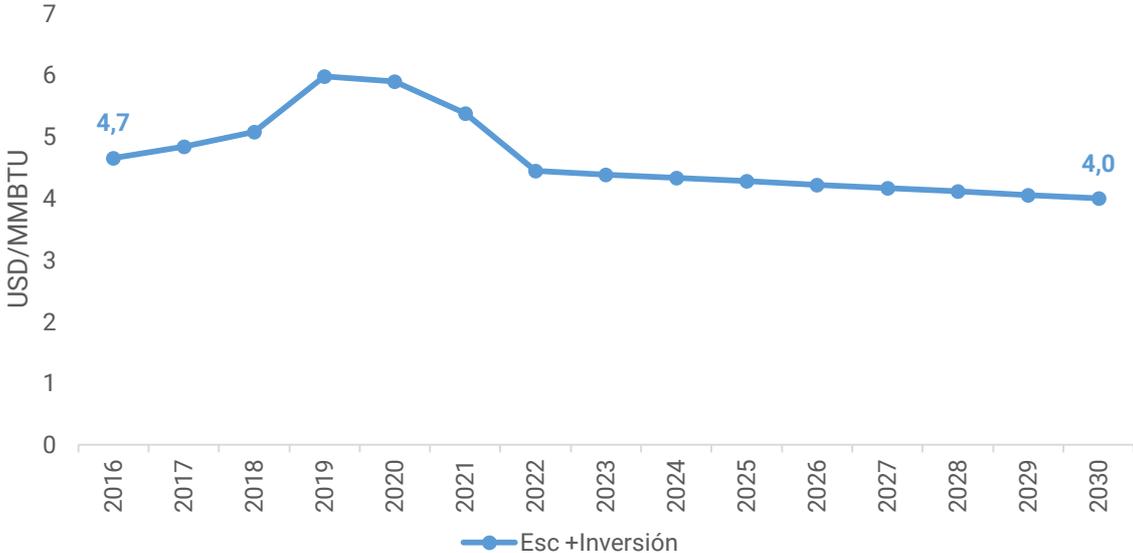
El precio estimado para los productores locales en los próximos años incluye los programas de estímulo: en 2016 y 2017, Plan Gas I y II; 2018-2021, Resolución 46E/2017 (se consideraron en la estimación las modificaciones implementadas a partir de la Resolución 419E/2017). Por lo tanto, entre 2018 y 2021 el precio del productor se proyecta como el promedio ponderado de:

- Gas convencional y gas no convencional no incluido en la Resolución 419E/2017: recibe el precio promedio pagado por la demanda (excluyendo demanda de Patagonia, Malargüe y la Puna).
- Gas no convencional alcanzado por la Resolución 419E/2017: recibe hasta el 2021 el precio del programa estímulo.

A partir del año 2022, finalizado el programa estímulo y los senderos de precios de la demanda, el precio a percibir por los productores está vinculado a los escenarios de producción local de gas. En los escenarios de producción de gas natural, los volúmenes producidos incrementales y la ganancia de productividad inducen a una mayor competencia del gas contra el gas, es decir menos meses en los cuales se requiere la importación de GNL, disminuyendo los precios a medida que se dispone de mayor oferta y el costo de desarrollo a medida que se avanza en la curva de aprendizaje de la explotación no convencional.

En el siguiente gráfico se puede observar el precio del gas natural local a productores. En el mismo se muestra el efecto de la mayor cantidad de inversiones que generan más oferta de gas natural, propiciando el descenso del precio para el final del periodo por el efecto de una mayor competencia y a la reducción de costos.

Gráfico N° 4: Escenarios de precios locales de gas natural, 2016-2030 (USD/MMBTU)



Elaboración propia SSEyEP-MINEM

## Escenarios de evolución del consumo final de energía

En la presente sección se abordan los escenarios de consumo final de energía. Dichos escenarios fueron construidos a través de un enfoque *top down*, en los cuales los requerimientos de información son sensiblemente inferiores a los modelos *bottom up*.

En tal sentido, y en conjunto con distintas áreas del Ministerio (como la Subsecretaría de Ahorro y Eficiencia Energética, Subsecretaría de Infraestructura Energética, Subsecretaría de Exploración y Producción y la Subsecretaría de Energías Renovables, entre otras áreas) y otros ministerios, los de Hacienda y de Producción se comenzó un proceso de recopilación, análisis y consolidación del conjunto de información que permite un abordaje desagregado de los distintos sectores de consumo y los impactos de las distintas políticas públicas. Diversos intercambios de los escenarios fueron realizados tanto con otros agentes representativos de la planificación energética (como son, por ejemplo, CAMMESA y ENARSA) así como también con la Plataforma de Escenarios Energéticos y otros actores del sector.

En el ejercicio de prospectiva se realizaron dos tipos de análisis para el consumo final de energía, construyendo dos escenarios denominados *Tendencial* y *Eficiente*.

Para el escenario Tendencial, se evaluaron los consumos finales de energía eléctrica y gas natural, desagregadas por sectores, a fin de poder capturar las dinámicas diferenciales en los tipos de usuario. También se prospectó la evolución de los consumos finales de los siguientes derivados: aerokerosene, naftas, gasoil, fueloil, GLP y kerosene. Se debe tener presente que, a los consumos finales de combustibles líquidos y gas natural deben incorporarse aquellos que surgen de los procesos de transformación intermedios como, por ejemplo, de la generación eléctrica.

Las estimaciones tendenciales siguen los métodos utilizados en estudios de proyección de demanda<sup>9</sup>. El período utilizado en las estimaciones es resultado de la disponibilidad de datos o de los años en que la serie particular representa mejor la evolución de cada variable. Para la demanda de energía eléctrica según tipo de usuario (residencial, menores, intermedios y mayores) se trabajó con datos del período 2005-2016 por no disponer de información desagregada por tipo de usuario para los años previos. Para el gas natural, se consideró el período 1995-2016 en las demandas industriales y 2000-2016 para la residencial. Finalmente, para los derivados se utilizaron datos del período 2005-2016, en base a la evolución del consumo de los mismos.

---

<sup>9</sup> Bhattacharyya y Timilsina (2009), "Energy Demand Models for Policy Formulation: a comparative study of energy demand models".

Las principales políticas que se reflejan en la construcción del escenario Eficiente se exponen en una subsección del presente capítulo. El mismo fue construido teniendo en cuenta el potencial impacto de las políticas de ahorro y eficiencia energética que se encuentran bajo análisis en la subsecretaría correspondiente a la materia. Las estimaciones de ahorro potencial de energía fueron construidas mediante un análisis tipo *bottom up* teniendo en cuenta la incidencia de dichas políticas sobre el total del consumo de energía.

## Principales variables empleadas en la construcción de los escenarios de demanda

Las principales variables utilizadas para prospectar los escenarios energéticos son el Producto Interno Bruto (PIB), población, total de hogares, hogares con conexiones de gas natural, evolución de la producción agrícola y el parque automotor.

El crecimiento del PIB surge para el año 2017 del Relevamiento de Expectativas de Mercado- REM del BCRA (julio 2017 = 2,7%), para los años siguientes se considera lo incorporado en el Presupuesto Nacional (3,5%) y luego se asume convergencia a la tasa histórica de crecimiento de nuestra economía para los últimos 60 años (2,7%)<sup>10</sup>. Esto entrega un crecimiento para el período analizado de 2,95% anual acumulado.

En materia de crecimiento poblacional y de hogares, se trabajó sobre la base de las estimaciones demográficas del INDEC<sup>11</sup>. A partir de las mismas se estimó al año 2030 una población de aproximadamente 49,4 millones de personas y unos 17,2 millones de hogares.

Sobre esta cantidad de hogares se estimó una evolución de la penetración del gas natural, pasando del 65% en 2016 a 74% hacia el 2030, contemplando no solo el crecimiento vegetativo de las distribuidoras, sino incorporando el impacto de las obras en materia de gasoductos troncales, especialmente el caso del Gasoducto del Noreste Argentino (GNEA). Se adoptaron en el estudio supuestos de penetración por provincia, teniendo en cuenta características geográficas y de saturación observadas con las series de ENARGAS para el período 1993-2017. Para cada una de las provincias se estimaron curvas de carga teniendo en cuenta los grados día de calefacción que ocurrieron mensualmente en cada región, sobre la base de información de temperaturas horarias del Servicio Meteorológico Nacional.

Se estima el parque vehicular por tipo de vehículo y consumo de combustible según las estadísticas de la Asociación de Fábricas Argentinas de Componentes (AFAC). El mismo se proyecta según la relación PIB per cápita y tasa de motorización. Dicha relación se estima econométricamente con un

---

<sup>10</sup> Coremberg, Ariel. "PIB ARGENTINA 1913-2013: De las Tasas Chinas a los pocillos sin café – Serie Arklems Encadenada", 30 diciembre 2014.

<sup>11</sup> INDEC (2015), "Estimaciones y Proyecciones de población 2010-2040 Total País". Nro. 35 serie: Análisis demográfico.

panel de datos de más de 30 países en desarrollo y desarrollados durante 10 años. A 2030 se estiman 335 automóviles cada 1.000 habitantes<sup>12</sup> (4% a.a.).

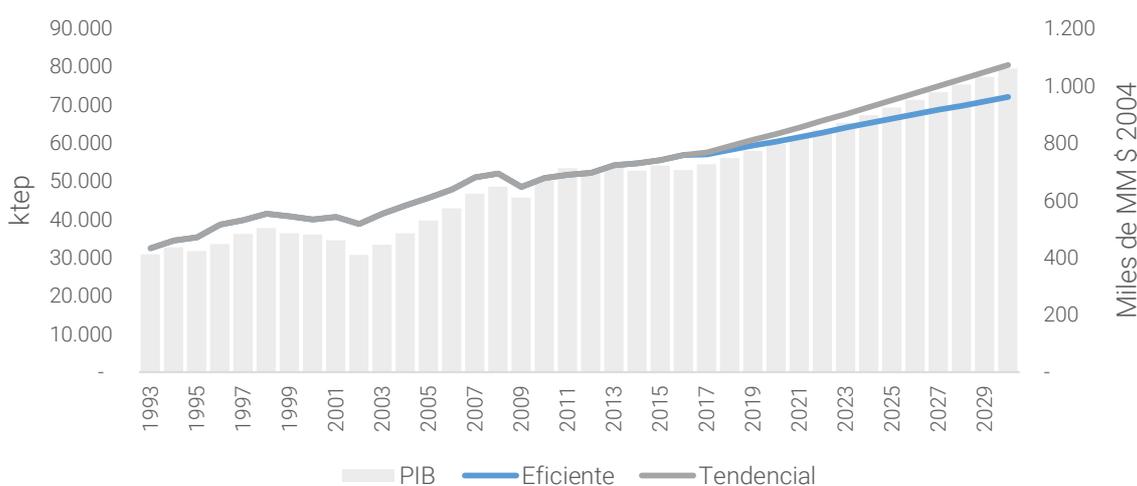
Se tomaron las exportaciones de soja de Argentina estimadas hasta el 2026 por el Departamento de Agricultura de EEUU (USDA, por sus siglas en inglés)<sup>13</sup> para la estimación del consumo de fueloil en bunker.

## Evolución del consumo final total de energía

A continuación se describen y analizan los principales resultados de las proyecciones de consumo final de energía de la Argentina para el período 2016-2030, bajo los escenarios Tendencial y Eficiente planteados, como consecuencia de las hipótesis referidas previamente.

La demanda final de energía para el total país en el período 2016 - 2030, crecería con tasas de 2,5% anual acumuladas (a.a) en el escenario Tendencial y 1,7% a.a. en el Eficiente. Partiendo en 2016 de un consumo final de 56 MM tep, en 2030 se alcanzarían 74 MM tep en el Eficiente y 82 MM tep en el Tendencial, como muestra el siguiente gráfico.

**Gráfico N° 5: Evolución del consumo final de energía y PIB, 2016-2030**



Elaboración propia SSEyEP-MINEM

En consecuencia, el ahorro entre ambos escenarios en el año final sería de 8 MM tep, casi un 10,2% del consumo referido al escenario Tendencial.

El consumo final de energía en el período histórico 1993-2016 creció a una tasa media de 2,5% a.a., resultando una elasticidad respecto del PIB del orden de la unidad. La elasticidad implícita resultante de la prospectiva 2016 - 2030 es 0,9 en el escenario Tendencial y 0,6 en el Eficiente, reducción que se

<sup>12</sup> Gartner, Andrés. "Estudio sobre tasa de motorización. Relaciones y determinantes". Centro Tecnológico de Transporte, Tránsito y Seguridad, UTN (2011)

<sup>13</sup> United States Department of Agriculture (2017): "USDA Agricultural Projections to 2026". Desde 2027 las toneladas exportadas crecen de acuerdo a la tasa de crecimiento del PIB.

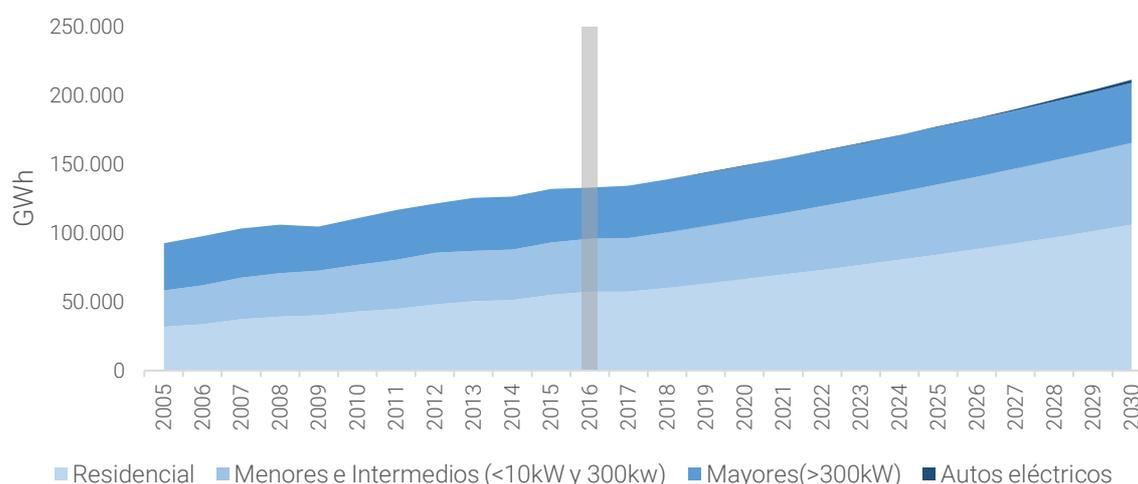
explica básicamente por el impacto de las políticas de ahorro y eficiencia energética.

## Evolución de los consumos de los principales energéticos en el escenario Tendencial

### Energía eléctrica

Las estimaciones fueron de tipo *top down* utilizando como fundamento principal la relación entre las tasas de crecimiento del PIB y la demanda eléctrica. Para el período 2016 - 2030 se estima un crecimiento promedio del consumo del 3,4% a.a., alcanzando los 211 TWh en el final del período. En este escenario, el sector con mayor crecimiento es el residencial, con un 4,5% de crecimiento promedio anual.

Gráfico N° 6: Demanda de energía eléctrica por segmento, 2005-2030



Elaboración propia SSEyEP-MINEM

Tabla N° 1: Demanda de energía eléctrica por segmento

Electricidad (TWh)	% a.a.	Demanda	
	2016-2030	2016	2030
Residencial	4,5%	57,0	106,1
Menores (<10kW) e Intermedios (10 y 300kW)	3,1%	38,5	59,1
Mayores (>300kW)	1,1%	37,5	43,7
Autos eléctricos	///	0,0	2,3
<b>Total</b>	<b>3,4%</b>	<b>133,0</b>	<b>211,2</b>

Elaboración propia SSEyEP-MINEM

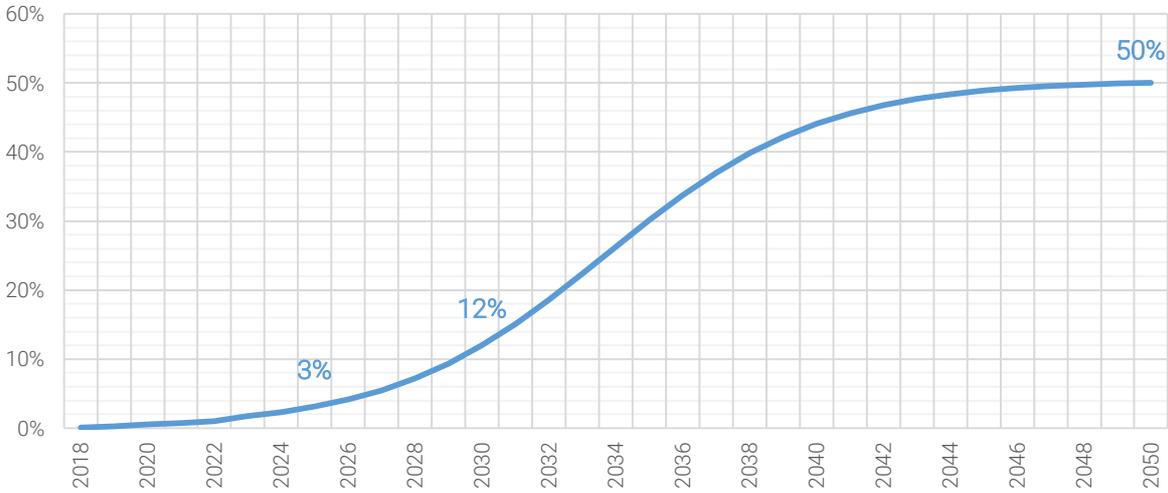
El potencial desarrollo de la movilidad eléctrica plantea un conjunto de desafíos prospectivos importantes, debiendo formar parte de un análisis de mediano plazo. Entre los desafíos se encuentran cuestiones vinculadas a los costos, alcance e infraestructura de carga y su regulación económica. Sin

embargo, el desarrollo de la tecnología y la esperada disminución de costos incentivarán la penetración de estos vehículos.

Este es el primer ejercicio de prospectiva en el cual se incluyen los vehículos eléctricos. Dado este hecho, y la incertidumbre sobre cómo evolucionarán los desafíos previamente planteados, se estima una penetración de los vehículos moderada, en línea con proyecciones realizadas por otros estudios<sup>14</sup>. Se estima que al 2050 el 50% de las ventas vehiculares van a ser vehículos eléctricos.

El gráfico que se muestra a continuación representa la curva de incorporación de vehículos eléctricos.

**Gráfico N° 7: Vehículos eléctricos - Porcentaje de ventas**



*Elaboración propia SSEyEP-MINEM*

Al año 2025, los eléctricos representan 61 mil vehículos, 3% de las ventas y 0,3% del parque. Al año 2030 representan 310 mil vehículos, 12% de las ventas y 1,5% del parque. Los mismos implican 460 GWh y 2.330 GWh respectivamente, menos del 1,5% de la demanda eléctrica para dichos años.

Estos valores de consumo son bajos, por lo que no generarían problemas en el sistema eléctrico mayorista. Sin embargo, estos pueden tomar relevancia si aumenta el grado de penetración, teniendo en cuenta, por ejemplo, los momentos de carga de las baterías y su impacto sobre la curva monótona.

La carga de las baterías se simula 50% en el valle (6hs) y el restante consumo se distribuye entre las horas Resto (13hs), Pico (4hs) y Súper Pico (1h).

<sup>14</sup> Bloomberg 2017, Electric Vehicle Outlook.

## Gas natural

En el caso del gas natural se estima una tasa de incremento de su consumo final del 2,1% a.a. en promedio para el período 2016-2030. El consumo de gas distribuido final<sup>15</sup> al 2030 alcanza los 36,3 miles de millones de m<sup>3</sup>.

En la estimación, el sector residencial es el que presenta mayores tasas de crecimiento con un aumento interanual del 2,3%, seguido del crecimiento comercial y público e Industria (2%) y GNC (1,1%).

Se utilizaron dos conjuntos de supuestos para la estimación de las demandas finales. Para la estimación residencial se realizaron ejercicios econométricos de corte mensual y por provincia que relacionan la demanda de gas con los indicadores HDD (*Heating Degree Days*)<sup>16</sup> y luego, mediante la construcción de proyecciones de conexión de hogares de gas natural, se arriba al total de la estimación. Para la estimación de comercial y público e industria, se realizaron ejercicios econométricos que relacionan la demanda de gas con la tasa de crecimiento del PIB, mientras que para GNC se realizó una sensibilidad de precios relativos con la nafta y evolución del parque automotor.

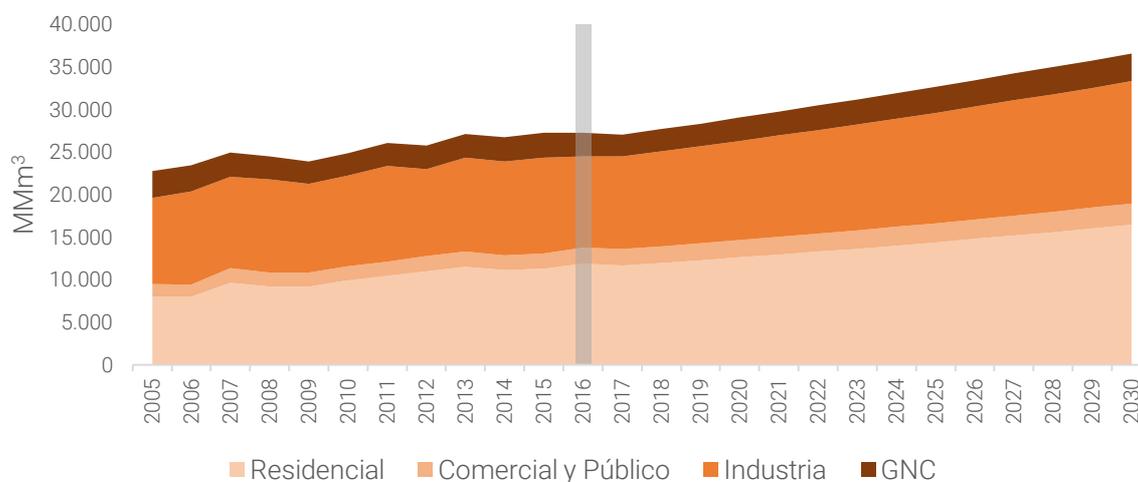
En tanto, el GLP aumenta 0,3% por año, siendo estimado como la diferencia entre los hogares con acceso a la red de gas y los hogares totales, por lo cual se prevé un consumo interno de 1,9 millones de toneladas.

---

<sup>15</sup> No incluye el consumo de gas natural en RTP (reducción térmica en planta), ni el consumo en centrales eléctricas.

<sup>16</sup> Los HDD indican las necesidades de calefacción por parte de los hogares construyendo una curva de carga por usuario de cada región

Gráfico N° 8: Demanda de gas natural, 2005-2030



Elaboración propia SSEyEP-MINEM

Tabla N° 2: Demanda final de gas natural por tipo de usuario

Gas Natural (miles de MMm <sup>3</sup> )	% a.a.	Demanda	
	2016-2030	2016	2030
Residencial + Subdistribuidoras	2,3%	11,9	16,4
Comercial y público	2,0%	1,9	2,5
Industria <sup>17</sup>	2,0%	10,7	14,1
GNC	1,1%	2,8	3,3
<b>Total</b>	<b>2,1%</b>	<b>27,3</b>	<b>36,3</b>

Elaboración propia SSEyEP-MINEM

## Derivados

Respecto de los derivados, se estima un crecimiento del consumo de nafta<sup>18</sup> del 3,5% promedio anual, alcanzando al año 2030 unos 14,1 millones de m<sup>3</sup>. En cuanto al consumo del aerokerosene, en el final del periodo es de 2,6 millones de m<sup>3</sup>, mientras que la demanda de fueloil<sup>19</sup> alcanza 1,5 millones de m<sup>3</sup>. En ambos casos se incluye el consumo de bunker internacional. Por el contrario, el consumo de kerosene disminuye un 12,7% anual, siguiendo la tendencia de los años previos, alcanzando un consumo de 3,2 miles de m<sup>3</sup>.

El consumo final de gasoil<sup>20</sup>, por su parte, alcanza los 17,5 millones de m<sup>3</sup> al 2030. Las principales variables utilizadas para la estimación de la demanda fueron el PIB, el incremento en las toneladas de soja exportadas y las estimaciones propias de parque automotor. El consumo de nafta se proyecta con el parque automotor, descontando los consumos de autos eléctricos y GNC.

<sup>17</sup> La demanda de industria no incluye RTP.

<sup>18</sup> Incluye corte con bioetanol.

<sup>19</sup> No incluye consumo en centrales eléctricas.

<sup>20</sup> Incluye corte con biodiesel. No incluye consumo en centrales eléctricas.

Tabla N° 3: Demanda de combustibles por tipo de derivado

Derivados	% a.a.	Demanda	
	2016-2030	2016	2030
Aerokerosene (MMm <sup>3</sup> )	3,0%	1,7	2,6
Kerosene (miles m <sup>3</sup> )	-12,7%	21,3	3,2
Nafta (MMm <sup>3</sup> )	3,5%	8,7	14,1
Gasoil (MMm <sup>3</sup> )	2,1%	13,1	17,5
Fueloil (MMtn)	1,6%	1,2	1,5
GLP (MMtn)	0,3%	1,8	1,9

Elaboración propia SSEyEP-MINEM

## Biocombustibles

En la actualidad el corte de biodiesel es del 10% para todo el parque automotor. Como supuesto de trabajo se avanza en un corte B20 para flotas cautivas de transporte pesado, comenzando con transporte urbano de pasajeros y luego se amplía a camiones (e.g. recolección de basura) y ómnibus de larga distancia. El resto del parque continúa con un corte B10. Al 2030 el corte efectivo en el total del consumo es de un 15%.

Respecto al bioetanol, en el 2016 el corte es de un 12%. Al 2030 se plantea un escenario donde el 20% del parque tiene una tecnología del tipo *flex fuel*, donde se supone un 50% del consumo E100 y el resto del tiempo E12. El 80% del parque remanente continúa con el corte de 12%.

## Construcción de los ahorros provenientes de medidas de ahorro y eficiencia energética

Las políticas de eficiencia energética buscan incentivar y desarrollar mecanismos de ahorro y uso racional en todas las fuentes que configuran la matriz energética argentina en los distintos sectores de demanda. Estas medidas se visualizan en el ahorro de energía que realizan los actores involucrados y en consecuencia, la caída en la demanda energética es uno de los resultados directos de las políticas. Además de este efecto directo, existen cobeneficios generados a partir de las ganancias de eficiencia que se manifiestan en mejoras sistémicas para el desarrollo: aumentos de productividad, incrementos en la calidad de vida, generación de empleo, recaudación tributaria (por mayores inversiones y reducción de subsidios), etc.

El escenario de demanda Eficiente es el resultado obtenido con el impacto de los beneficios directos (ahorros acumulados por la implementación de políticas específicas) a la demanda tendencial. Es decir, las medidas de ahorro y eficiencia generan una proyección agregada menor en la demanda de energía.

La cuantificación de los ahorros asociados a las políticas de eficiencia se realizó a través de una modelización *bottom up*, partiendo de parámetros de

consumo unitario y agregando información para llevar a la composición poblacional o de los parques de distintos equipamientos. Las hipótesis de ahorro por medida abarcaron a las asociadas a su implementación y se descontaron las optimizaciones en el consumo de energía derivadas del desempeño tecnológico tendencial (o de mercado).

Se estimó el ahorro energético asociado a más de 40 medidas, muchas de ellas vinculadas al compromiso asumido incondicionalmente por la Argentina en la Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC por sus siglas en inglés). A su vez, el éxito de las medidas afianzará el cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) vinculados a la temática de la energía y comprometidos al año 2030.

El escenario Eficiente incorpora distintas medidas de ahorro y uso eficiente de la energía, para lo cual se adoptan hipótesis de penetración de tecnologías más eficientes y sus correspondientes potenciales de ahorro:

- **Eficiencia en electrodomésticos<sup>21</sup>:** la incorporación de tecnología de mayor eficiencia se basa fundamentalmente en la aplicación de políticas de etiquetado y el establecimiento de estándares mínimos de eficiencia energética. Además se prevé realizar incentivos puntuales cada 5 años que generen un aumento en las ventas de las clases más eficientes, con una penetración esperada del 10%-15% de las ventas anuales.
- **Incremento de LED en el parque de iluminación:** se prevé intervenir con regulación a través del etiquetado y estándares mínimos o prohibición de tecnología ineficiente, que suponen un importante incremento de la tecnología LED en el parque vigente. Se supone una fuerte penetración en el mercado (en el orden del 98% de lámparas LED para 2030) sobre la base de proyecciones del Departamento de Energía de EEUU.
- **Bombas de calor:** se tuvo en cuenta el desplazamiento de calefactores por bombas de calor, considerando una potencia promedio de calefacción de 2.700 W y un alcance de sustitución equivalente al 74% de las ventas de tiro balanceado en el año 2030. Las bombas de calor aumentan el consumo eléctrico, viéndose el ahorro en el consumo del gas natural.
- **Alumbrado público:** se asumió un recambio completo de luminarias, que permite ahorros del 35% respecto al consumo base para igual cantidad de iluminación. Este ahorro se alcanza a lo largo de diez años, cambiando progresivamente el 10% del parque cada año.
- **Optimización de energía en la industria:** en esta política se agrupó un compendio de medidas dirigidas al sector industrial donde se articulan diagnósticos, líneas de crédito y promoción de la implementación de sistemas de gestión de la energía. Diferenciando entre medidas que generan impactos inmediatos (y con menor costo relativo) y modificaciones estructurales que poseen repago en su ciclo de

---

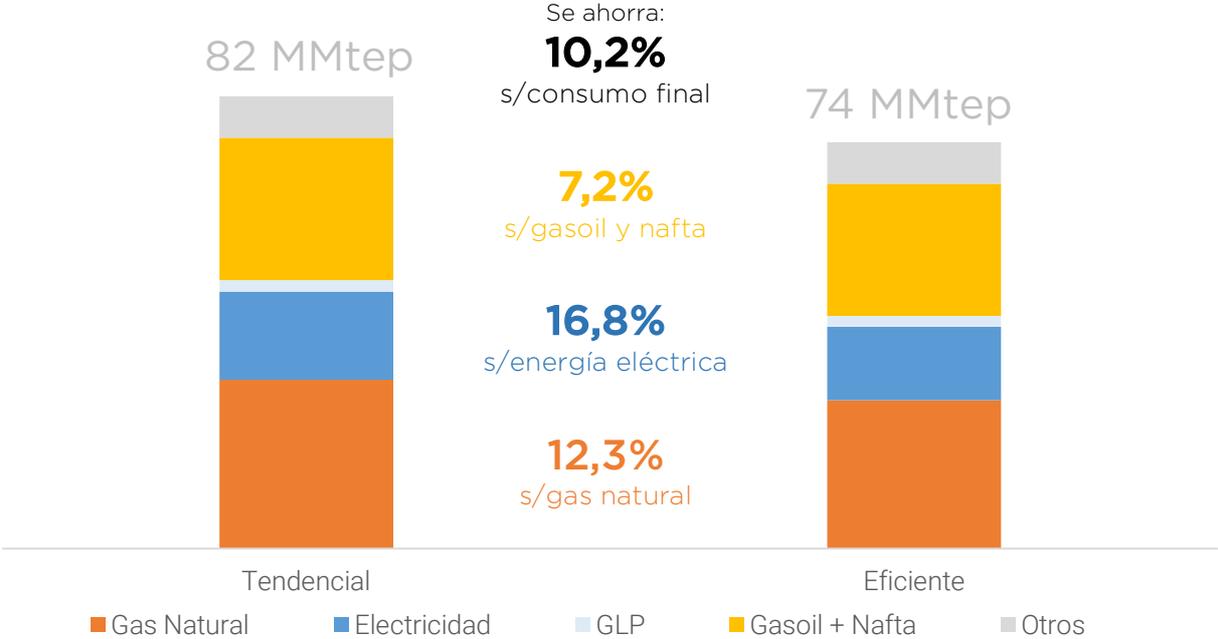
<sup>21</sup> Heladeras, lavarropas y aires acondicionados.

utilización (o de mayor inversión). El universo de aplicación son las empresas industriales en general, comenzando por las electrointensivas y PyMES.

- **Cogeneración:** con el objetivo de mejorar la eficiencia de procesos térmicos se estructuró la incorporación de nuevas centrales de cogeneración eléctrica a partir de objetivos que permitan alcanzar niveles competitivos, sin incrementar necesidades de transporte eléctrico por encima de la conexión natural del sistema y lleven a una reducción de costos del despacho del MEM.
- **Calefones y termotanques:** se contempló un ahorro asociado a estos gasodomésticos a partir de políticas de etiquetado unificado, normativa que elimine la fabricación de unidades con piloto y medidas de incentivo puntual para el reemplazo de termotanques por calefones.
- **Transporte urbano e interurbano:** se dimensionaron los ahorros en medidas para el transporte carretero (incorporación de bolsas de carga para la reducción de falsos fletes, rutas con menor rozamiento, motores más eficientes, neumáticos con menor rozamiento y capacitación a choferes). Además, se incluyeron las políticas involucradas en el Plan Sectorial de Transporte y Cambio Climático (Recuperación del sistema ferroviario y transporte urbano sustentable), alineadas a su vez con el Plan Nacional de Transporte.
- **Educación y comunicación:** en este ámbito se comenzaron a aplicar políticas transversales de sensibilización y concientización acerca de los usos de la energía. Se dimensionó un horizonte que busca generar cambios de hábito, optimizando y potenciando el uso eficiente de la energía. En este sentido se desarrollarán programas integrales de educación para todos los niveles del sistema de enseñanza formal, en alianza con distintas jurisdicciones del país y variadas líneas de acción comunicativa para garantizar el desarrollo sostenible de nuestra sociedad. Entre las mismas se destacan, por ejemplo, la elaboración de guías sectoriales de uso responsable, y diversas campañas masivas en medios de comunicación y en operativos censales.
- **Promoción de nuevas tecnologías y resto de acciones:** existe un compendio de políticas involucradas en distintos sectores de consumo y sobre las que se proyectaron los ahorros. En este grupo se destacan, entre otras, el fomento para incrementar la cantidad de variadores de velocidad en motores eléctricos dentro la industria manufacturera, morigerar el consumo de energía para calentamiento de agua sanitaria a través de la incorporación de economizadores de agua en el sector residencial, incentivar la mejora de aislaciones residenciales y el uso de materiales innovadores para mejorar la envolvente térmica de edificaciones, y la aplicación de parámetros de eficiencia en las construcciones a cargo del Estado o como contraprestación de incentivos directos para el desarrollo de viviendas.

A continuación se presentan los ahorros por tipo de energético en comparación con la demanda final tendencial.

**Gráfico N° 9: Consumo final de energía**



*Elaboración propia SSEyEP-MINEM*

El ahorro total representa un 10,2% del total de la demanda final. Si se compara por energético, el ahorro en gas natural representa un 12,3% del total de la demanda final del escenario Tendencial, mientras que el de energía eléctrica representa un 16,8% de su contrapartida tendencial.

Tabla N° 4: Consumo y ahorro de energía

Consumo final	Tendencial	Eficiente
	Año 2030	Año 2030
Consumo total de energía (MMtep)	82 (2,5%a.a.)	74 (1,7%a.a.)
Energía eléctrica (TWh)	211 (3,4% a.a.)	176 (2,0% a.a.)
Gas natural <sup>22</sup> (miles MMm <sup>3</sup> )	36,3 (2,1% a.a.)	31,9 (1,1% a.a.)
Gasoil (MMm <sup>3</sup> )	17,5 (2,1% a.a.)	15,4 (1,2% a.a.)
Nafta (MMm <sup>3</sup> )	14,1 (3,5% a.a.)	13,8 (3,4% a.a.)
<b>Impacto de eficiencia y ahorro energético</b>	<b>Ahorro al año 2030 (Tendencial vs. Eficiente)</b>	
Energía eléctrica	16,8%	
Gas natural	12,3%	
Gasoil y nafta	7,2%	

Elaboración propia SSEyEP-MINEM

El ahorro proyectado y acumulado entre los años 2017 y 2030 asciende a 58,7 MMtep. En este sentido, el análisis por sector de consumo evidenciado en el siguiente cuadro, muestra una participación destacada del sector residencial en los ahorros proyectados al año 2030 (46%). A su vez, el transporte acumula el 23% y el sector industrial abarca el 19% de la participación.

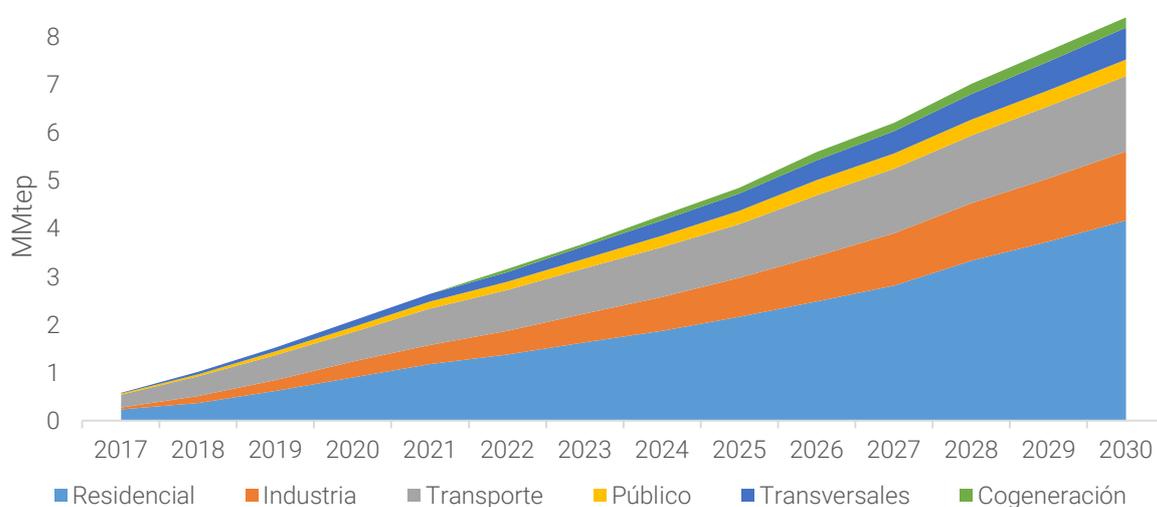
<sup>22</sup> La demanda de gas natural no incluye RTP CERRI ni el consumo en las centrales eléctricas.

Tabla N° 5: Ahorro acumulado según sector de demanda. Años 2017-2030

	MMtep	%
Residencial y comercial	26,9	45,8
Transporte	13,6	23,2
Industria	11,0	18,7
Público	2,9	5,0
Educación y comunicación (transversales)	4,2	7,3
<b>Total</b>	<b>58,7</b>	<b>100</b>

Elaboración propia SSEyEP y SSyEE -MINEM

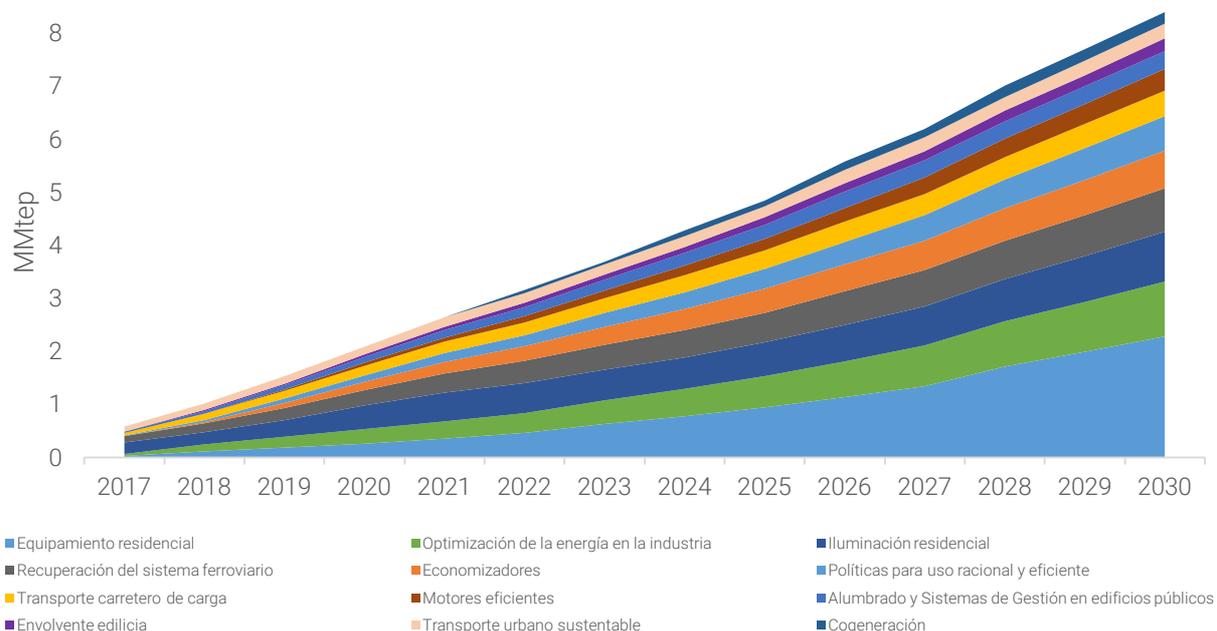
Gráfico N° 10: Ahorros acumulados por sector



Elaboración propia SSEyEP y SSyEE -MINEM

Si se tiene en cuenta la participación en la demanda de cada uno de los sectores, el ahorro de los hogares aparece con mayor potencialidad de reducción de consumo y allí estriba el rol estratégico de este sector en las políticas proyectadas. El siguiente gráfico muestra la participación por política en los ahorros proyectados entre el año 2017 y el año 2030.

Gráfico N° 11: Ahorros acumulados por política



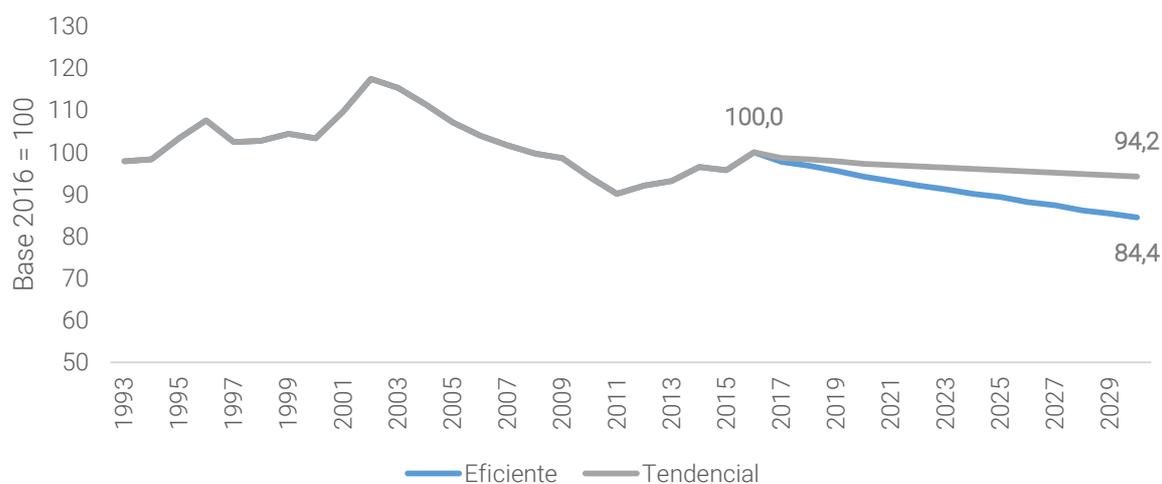
Nota: el Equipamiento residencial incluye políticas de etiquetado y estándar mínimo en heladeras, aires acondicionados, lavarropas, calefones y termotanques.

Elaboración propia SSEyEP-MINEM

Por otra parte, los ahorros proyectados por medidas de eficiencia energética implican un mismo nivel de producción y un menor consumo agregado durante el período estimado respecto al escenario Tendencial. Es decir que se espera obtener el mismo PIB a lo largo del tiempo, pero con una menor demanda de energía (o con una participación mayor de la eficiencia energética como fuente de energía). Un mejor aprovechamiento en el uso de la energía puede evidenciarse a través del comportamiento que muestra la intensidad energética global. Este indicador representa la cantidad de energía demandada en relación a una unidad del PIB<sup>23</sup>. En el siguiente gráfico se representa el desempeño estimado tanto para el escenario Eficiente como para el escenario Tendencial.

<sup>23</sup> A los fines del presente análisis, definiremos a la *intensidad energética global* como el resultado del cociente entre la cantidad de energía demandada en cada escenario y el Producto Interno Bruto a precios constantes del año 2004. La intensidad energética global puede tomarse como "proxy" para la medición de la eficiencia energética. Sin embargo, resulta pertinente aclarar que, si bien el factor de eficiencia realiza un aporte a disminuir la intensidad, no necesariamente es el único. Deben considerarse muchos otros elementos para analizar el desempeño de la intensidad energética, como son: la estructura productiva de la economía, el tamaño del país, su clima y sus recursos (IEA 2016. Indicadores de Eficiencia Energética: Fundamentos Estadísticos).

Gráfico N° 12: Intensidad energética global



Elaboración propia SSEyEP y SSAyEE -MINEM

La intensidad energética proyectada muestra un ritmo de caída tres veces mayor en el escenario Eficiente (15,6%) respecto a la dinámica esperada del escenario Tendencial (5,7%). Esta variación responde exclusivamente a los ahorros asociados a las medidas de ahorro y eficiencia energética y presenta una trayectoria que se alinea con las tendencias internacionales vigentes para este indicador<sup>24</sup>.

<sup>24</sup> La IEA registra una tasa anual acumulada entre 2005 y 2015 del -2,1% en la intensidad que contrapone la oferta primaria de energía y el producto agregado.

## Escenarios de evolución de la producción de hidrocarburos

En el presente apartado se presentan los escenarios de producción de gas natural y petróleo. Los mismos fueron confeccionados por cuenca y tipo de recurso, de acuerdo a los distintos perfiles de pozos definidos y su evolución esperada en cada una de ellas.

Los escenarios de evolución de la producción de gas natural, dado un sendero de aprendizaje y productividad positivo por parte de la industria, encuentran como una de sus variables determinantes los escenarios de demanda Tendencial y Eficiente, así como la potencialidad de exportaciones, mientras que los escenarios de producción de petróleo su referencia más directa está vinculada a la evolución de los escenarios de precios internacionales.

Resulta importante destacar que los escenarios de evolución de producción de gas natural deben ser compatible con la evolución de la infraestructura de tratamiento y transporte existente, así como con el comportamiento de la demanda, particularmente por las dificultades que presenta en la actualidad el almacenaje de gas natural. Es por ello que debería analizarse la construcción de capacidad de transporte adicional desde la cuenca neuquina para que sea factible producir por sobre los niveles actuales, ya que la capacidad instalada existente resultaría eventualmente insuficiente si se avanza con niveles de producción como los planteados en los escenarios evaluados.

Por otra parte, uno de los usos principales del gas natural es acondicionar la temperatura de ambientes (calefacción), lo cual es particularmente importante en la demanda residencial y comercial, pero también puede estar presente en menor proporción en otros tipos de usuarios. Argentina carece, en la actualidad, de una infraestructura de almacenamiento de gas natural adecuada para compensar esta estacionalidad del consumo. Sólo existe una pequeña planta de almacenaje de GNL en el partido de General Rodríguez, en el Gran Buenos Aires, propiedad de la empresa Gas Natural Ban S.A., y un almacenaje subterráneo desarrollado por YPF S.A., en las proximidades de Comodoro Rivadavia, denominado ASDG Diadema. Resulta conveniente estudiar opciones de almacenamiento, ya sea de gran escala como de pequeña, que permita desplazar oferta de gas natural desde los periodos de menos consumos hacia los picos de invierno.

Esto plantea un desafío para estimular la producción de no convencionales dado que, para alcanzar el pico de demanda local, se debe contar con alternativas para comercializar o almacenar la producción que exceda al consumo en los meses de menor demanda. En esta línea, en los escenarios se supone exportación regional de gas natural, con caudales de intercambio hacia países vecinos que alcanzan los 25 MMm<sup>3</sup>/d. A su vez, resulta oportuno destacar que en el marco de un desarrollo masivo del gas no convencional que propicie la reducción de costos y precios a nivel local, se encuentra entre las opciones comerciales a evaluar en futuros escenarios la exportación a través de la licuefacción del gas natural. De acuerdo a los escenarios de precios internacionales planteados y los costos de inversión, esta alternativa comenzaría a ser factible en el último lustro.

## Gas natural

El supuesto de evolución de la producción de gas convencional se estableció observando la producción por cuenca según la información histórica y de asumir la continuidad de la tendencia hasta el año 2030 (-2,8% a.a.), bajo el supuesto que no se realizarán planes intensivos de exploración de hidrocarburos convencionales. Se asume que el comportamiento de la producción en la última década de cada cuenca responde tanto a políticas de explotación de hidrocarburos como a la madurez de las formaciones, que se traducen en la forma declinante de dichas curvas, a excepción de las cuencas del Golfo San Jorge y Austral, donde se asume que su producción se mantiene a niveles constantes. Se vislumbra un declino en la producción del total país en lo que se refiere a recursos convencionales.

La producción no convencional se estimó en base a un número de pozos y a perfiles de producción tipo por pozo aplicando el modelo *Arps* hiperbólico sobre la base de información de empresas del sector, obteniéndose cantidad de pozos, requerimiento de insumos, equipos, etc.

Se trabajó bajo la premisa de que se generarán condiciones favorables para el crecimiento de la inversión, desarrollo de la logística e infraestructura necesaria, mejora de la eficiencia y de los tiempos de los procesos de perforación (y por ende reducción de los costos por pozo) y a su vez un uso de tecnología más avanzada, principalmente vinculado a la actividad no convencional.

A partir de esto, se asume que no solamente habrá un desarrollo creciente de las áreas que actualmente están en producción de *shale* y *tight gas*, sino también que a partir de proyectos de exploración y pilotos exitosos se lograrán desarrollar otras áreas donde hoy existen recursos, pero aun no registran actividad.

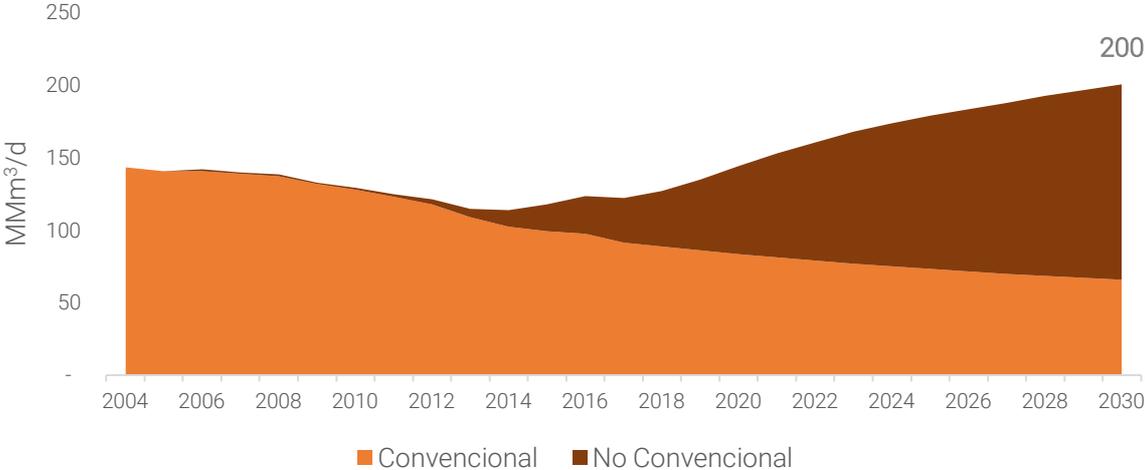
Se asume también que se restablecerán paulatinamente las exportaciones regionales (principalmente a Chile y, en menor medida, a Brasil y Uruguay), que permitirán producir más en períodos de menor demanda, mejorando de esta manera la economía de los desarrollos. Se considera que, como los productores venderían el gas durante todo el año, tendría incentivos para incrementar la producción, lográndose así reducir en parte las importaciones de GNL y sustitutos en época invernal.

Como se mencionó anteriormente, se realizaron dos escenarios en base al comportamiento de la demanda, resultando en uno Tendencial y otro Eficiente.

### Escenario Tendencial

Para este escenario se asumió que el comportamiento de la demanda no sufrirá cambios respecto a la situación actual en términos de eficiencia. La cantidad de pozos productivos no convencionales a realizar sería de 3.800 para el período 2018-2030, lo que se traduce en la evolución de la producción total bruta de gas natural que se muestra en el siguiente gráfico.

Gráfico N° 13: Producción de gas natural Tendencial, 2004-2030



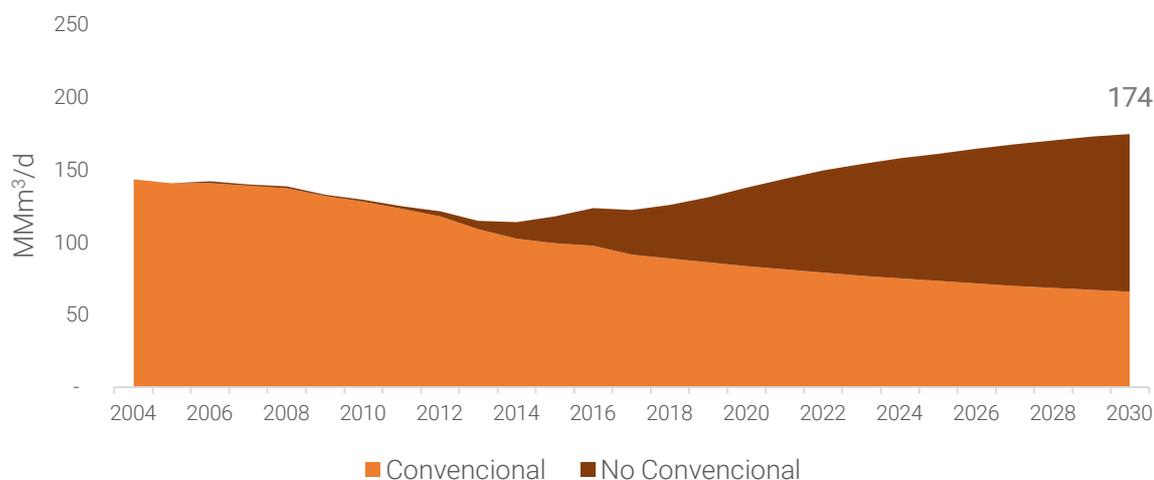
Elaboración propia SSEyEP-MINEM

Como se puede apreciar en el gráfico anterior, la producción de gas, impulsada por la explotación no convencional, se proyecta con un incremento de tal magnitud que, incluso, ya a partir del año 2020, se superarían los máximos niveles históricos. En este escenario, la producción total de gas natural se incrementa un 62% entre 2016 y 2030.

### Escenario Eficiente

Una ganancia de eficiencia en el comportamiento de la demanda es el determinante para establecer este escenario. La cantidad de pozos productivos no convencionales a realizar sería de 3.200 para el período 2018-2030. A partir de los mismos y la hipótesis de producción convencional se alcanzan los valores de producción que se presentan en el siguiente gráfico.

Gráfico N° 14: Producción de gas natural Escenario Eficiente, 2004-2030



Elaboración propia SSEyEP-MINEM

En este escenario, el impulso de la explotación del gas no convencional generaría que se superaran los máximos niveles históricos de producción a partir del año 2021. La producción total de gas natural se incrementa un 41% entre 2016 y 2030.

En la tabla a continuación se resumen los escenarios analizados.

Tabla N° 6: Producción de gas natural por escenario (MMm³/d)

Producción (MMm³/d)	2016	2030	
		Tendencial	Eficiente
Convencional	97,3	65,4	65,4
No convencional	25,9	134,8	108,8
<b>Total</b>	<b>123,3</b>	<b>200,2</b>	<b>174,2</b>
Variación anual acumulada		3,5% a.a.	2,5% a.a.

Elaboración propia SSEyEP-MINEM

## Petróleo

Para el petróleo convencional, al igual que para el gas convencional, se consideró la evolución histórica de la producción por cuenca y se asumió una continuidad de la tendencial hasta el año 2030 (-2,2% a.a.). Tanto para el escenario Base como para el +Inversión, se asume que se buscará la revitalización de los yacimientos maduros de recursos convencionales a través de inversiones en nuevas tecnologías de recuperación secundaria y terciaria<sup>25</sup>. A partir de esta estrategia, se evitaría que la cuenca del Golfo San Jorge (la de mayor producción de crudo del país) decaiga su producción de recursos convencionales más de lo que declinó en la última década, por lo cual se ha asumido con producción convencional constante.

<sup>25</sup> La recuperación secundaria consiste en la inyección de agua en yacimientos agotados o de baja presión para incrementar la presión y lograr extraer un mayor porcentaje de los recursos alojados en el reservorio. La recuperación terciaria o asistida involucra el agregado de aditivos para aumentar o mantener el rendimiento.

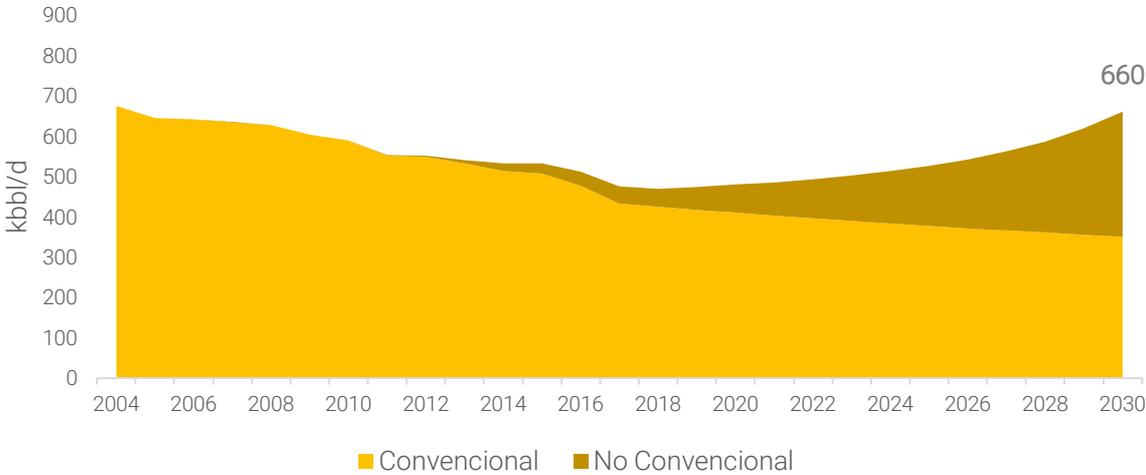
Para proyectar la producción de petróleo no convencional se considera que se realizan los compromisos asumidos de proyectos de explotación y que también seguirán explotándose las áreas actualmente conocidas y en producción de *shale oil*.

### Escenario Base

El comportamiento de la actividad de perforación acompaña el escenario de menores precios. La cantidad de pozos productivos no convencionales a realizarse fue un total de 2.200 para el período 2018-2030.

Los niveles de producción que se alcanzan bajo esta hipótesis se ilustran en el gráfico a continuación:

**Gráfico N° 15: Producción de petróleo Escenario Base, 2004-2030**



*Elaboración propia SSEyEP-MINEM*

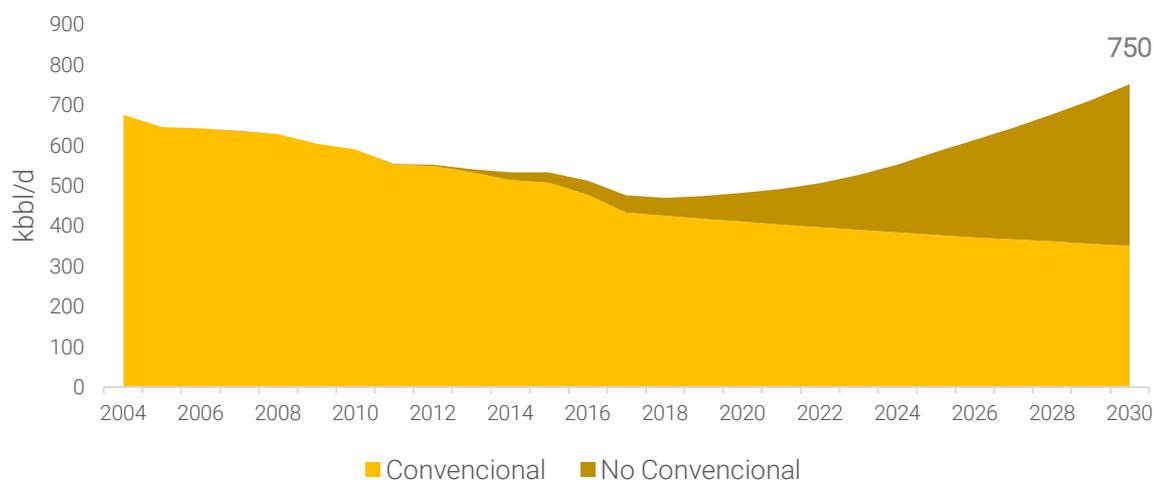
Bajo esta hipótesis de crecimiento, se alcanza hacia final del periodo una producción de petróleo equivalente a la producción del 2004.

### Escenario +Inversión

Al igual que en el caso del escenario Base, el comportamiento de la actividad de perforación acompaña el escenario de precios, que en este caso son crecientes.

Se consideró una cantidad total de pozos productivos no convencionales a realizarse de 2.900 durante el período 2018-2030, se estima que la producción total de petróleo aumenta un 47% entre 2016 y 2030. Se obtuvieron los niveles de producción que se presentan en el gráfico a continuación.

Gráfico N° 16: Producción de petróleo crudo Escenario +Inversión, 2004-2030



Elaboración propia SSEyEP-MINEM

Bajo esta hipótesis de crecimiento, se alcanza hacia final del periodo una producción de petróleo que no supera el pico de producción de 1998 (847 kbbl/d). A continuación, se resumen los principales resultados de ambos escenarios.

Tabla N° 7: Producción de petróleo por escenario (kbbl/d)

Producción (MMm <sup>3</sup> /d)	2016	2030	
		Base	+Inversión
Convencional	477,4	350,8	350,8
No Convencional	34,6	309,5	399,4
<b>Total</b>	<b>511,9</b>	<b>660,3</b>	<b>750,2</b>
Variación anual acumulada	///	2,8% a.a.	1,8% a.a.

Elaboración propia SSEyEP-MINEM

## Pozos, arena, equipos e inversiones

Para proyectar la producción de hidrocarburos no convencionales para el período 2017-2030 se utilizaron perfiles de producción de pozos hidrocarbúricos tipo de *shale gas*, *tight gas* y *shale oil* de la cuenca neuquina que responden a una estructura de costos y a un nivel de precios que aseguran su viabilidad económica.

Dichos perfiles de producción o curvas de declinación, ajustan la tendencia de la producción al modelo. Se utilizó el modelo en el que se basan la mayoría de los análisis de declinación, la ecuación de declinación empírica de *Arps*, de tipo hiperbólica. La misma se compone de los siguientes parámetros: caudal inicial ( $q_i$ ), declinación inicial ( $D_i$ ) y factor  $b$  (velocidad a la que cambia la declinación). El caudal en función del tiempo,  $q(t)$ , y la producción acumulada en función del caudal,  $Q(q)$ , responden a las siguientes ecuaciones:

$$q(t) = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{\frac{1}{b}}}$$

$$Q(q) = \frac{q_i^b}{(1-b)D_i} (q_i^{1-b} - q^{1-b})$$

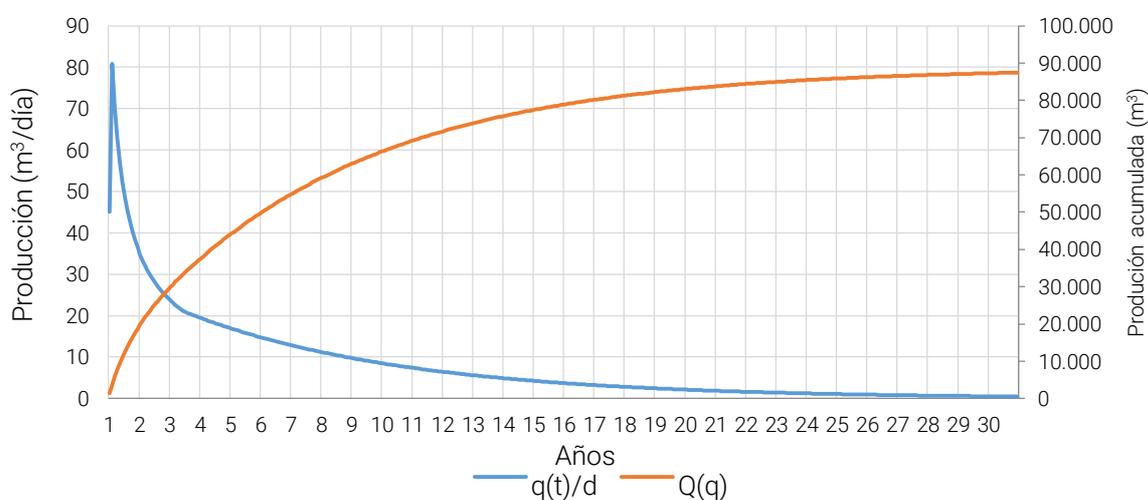
Donde  $t$  es el tiempo (meses),  $q(t)$  es el caudal al tiempo  $t$  ( $m^3/d$ ) y  $q_i$  es el caudal de producción inicial ( $m^3/d$ ) a  $t=0$ .

Dichos parámetros se calcularon en base al comportamiento de los pozos más representativos de las empresas que operan en la cuenca neuquina (aquella que concentra la actividad no convencional).

No se consideró un perfil para *tight oil* ya que actualmente no existe producción considerable de petróleo producido desde roca reservorio y se presume un desarrollo volcado primordialmente al *shale*.

Se han mantenido constantes los perfiles tipo de producción a lo largo del periodo analizado, a pesar de encontrarnos en una parte aún temprana de la curva de aprendizaje, por lo cual es de esperar mejoras significativas en las producciones esperadas. Se entiende que la cantidad de etapas de fractura y la rama lateral de los pozos se irán incrementando con el correr del tiempo a medida que vayan mejorando y haciendo cada vez más rentables las técnicas de producción, e incorporándose el aprendizaje. De todos modos, a mayor cantidad de etapas de fractura se irían obteniendo pozos más productivos, los cuales serían necesarios en menor cantidad total para obtener el mismo volumen total de producción agregado obtenido en este ejercicio.

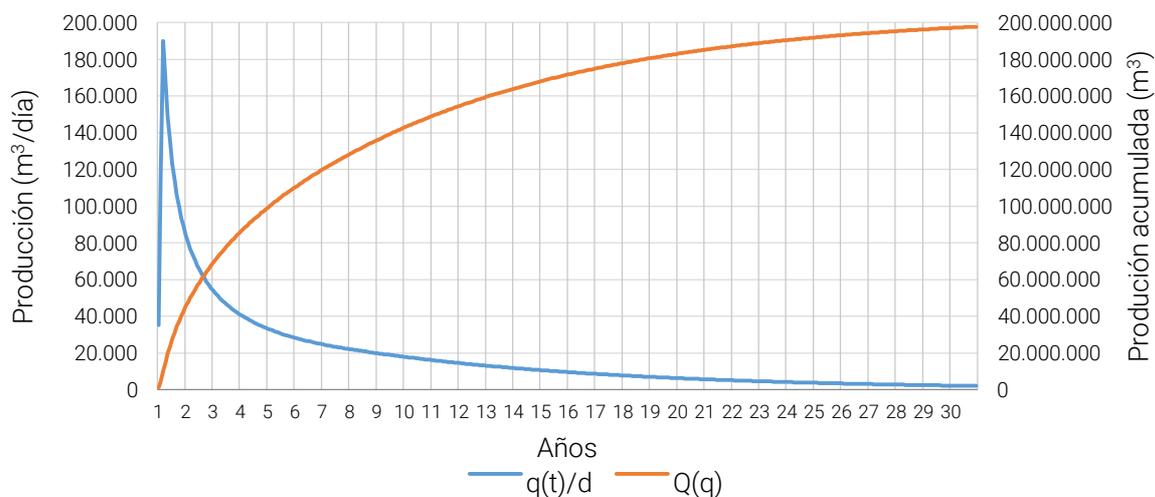
Gráfico N° 17: Perfil de pozo – *Shale oil*



Elaboración propia SSEyEP-MINEM

- $EUR_{y30} = 87 \text{ Mm}^3$  (550 Kbbbl)
- Capex = 9 MMUSD
- Pozos horizontales con 18 etapas fractura.
- GOR = 115 ( $m^3$  gas /  $m^3$  petróleo)
- Producción de líquidos de gas natural (NGL, por sus siglas en inglés) de 3.760 por cada  $m^3$  de gas producido.

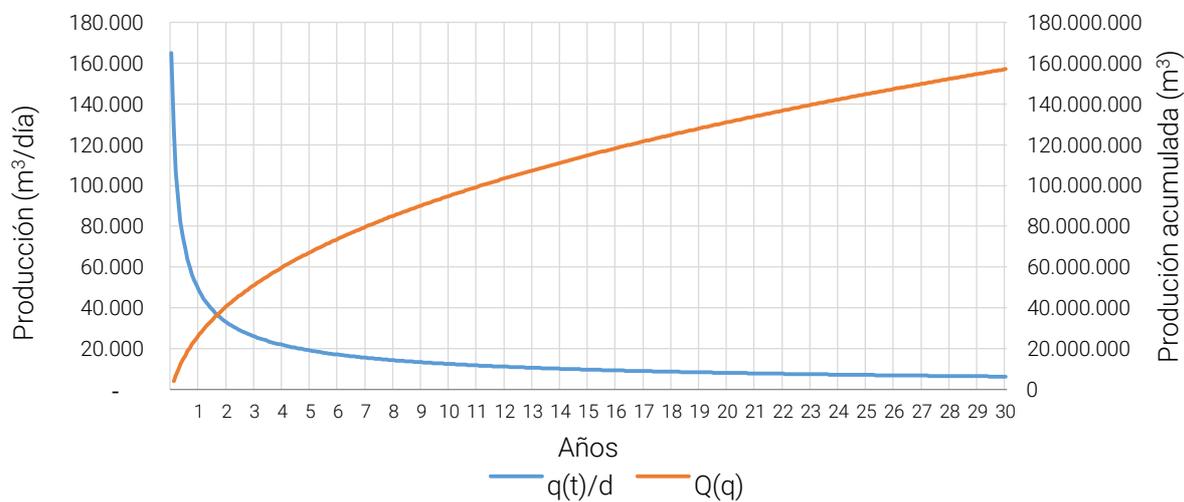
Gráfico N° 18: Perfil de pozo - Shale gas



Elaboración propia SSEyEP-MINEM

- EUR<sub>y30</sub> = 198 MMm<sup>3</sup> (7 BCF)
- Capex = 10 MMUSD
- Pozos horizontales con 18 etapas fractura.
- Producción de condensado en 16.000 m<sup>3</sup> por cada m<sup>3</sup> de gas producido.
- Producción de NGL de 9.214 por cada m<sup>3</sup> de gas producido.

Gráfico N° 19: Perfil de pozos - Tight gas

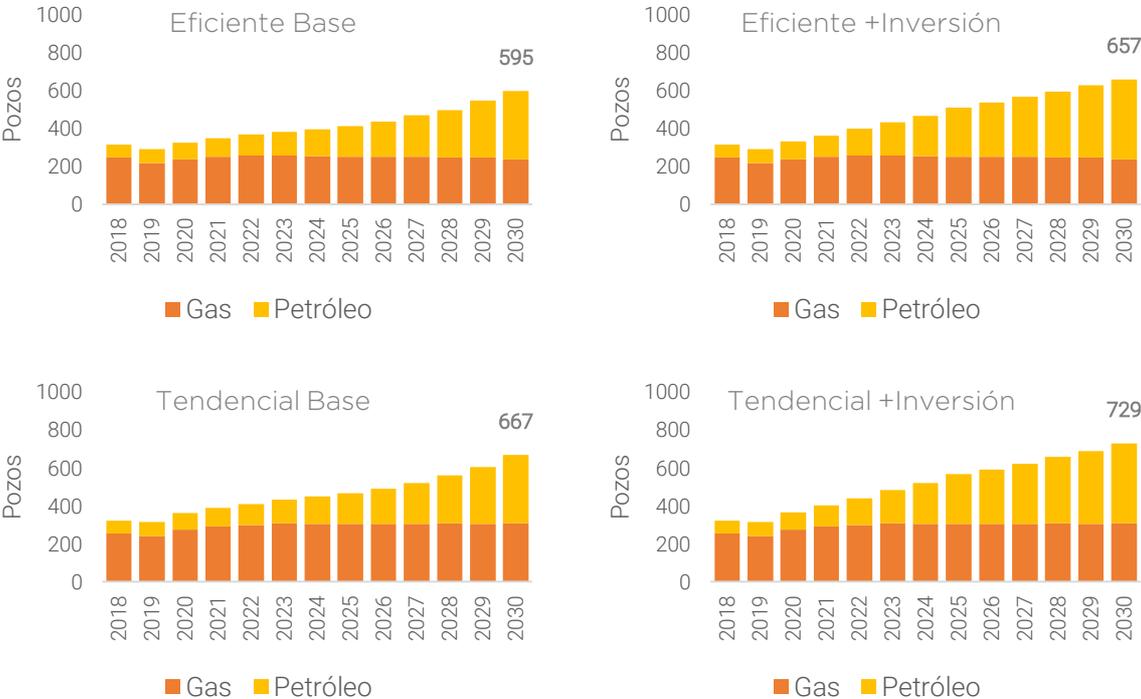


Elaboración propia SSEyEP-MINEM

- EUR<sub>y30</sub> = 157 MMm<sup>3</sup> (5,5 BCF)
- Capex = 6,5 MMUSD
- Pozos verticales con 5 etapas de fractura.
- Producción de condensado en 16.000 m<sup>3</sup> por cada m<sup>3</sup> de gas producido.
- Producción de NGL en 9.214 por cada m<sup>3</sup> de gas producido.

Los pozos ilustrados en el presente documento son productivos totales de petróleo no convencional (*shale oil*) y de gas natural no convencional (*tight gas* y *shale gas*).

**Gráfico N° 20: Pozos**



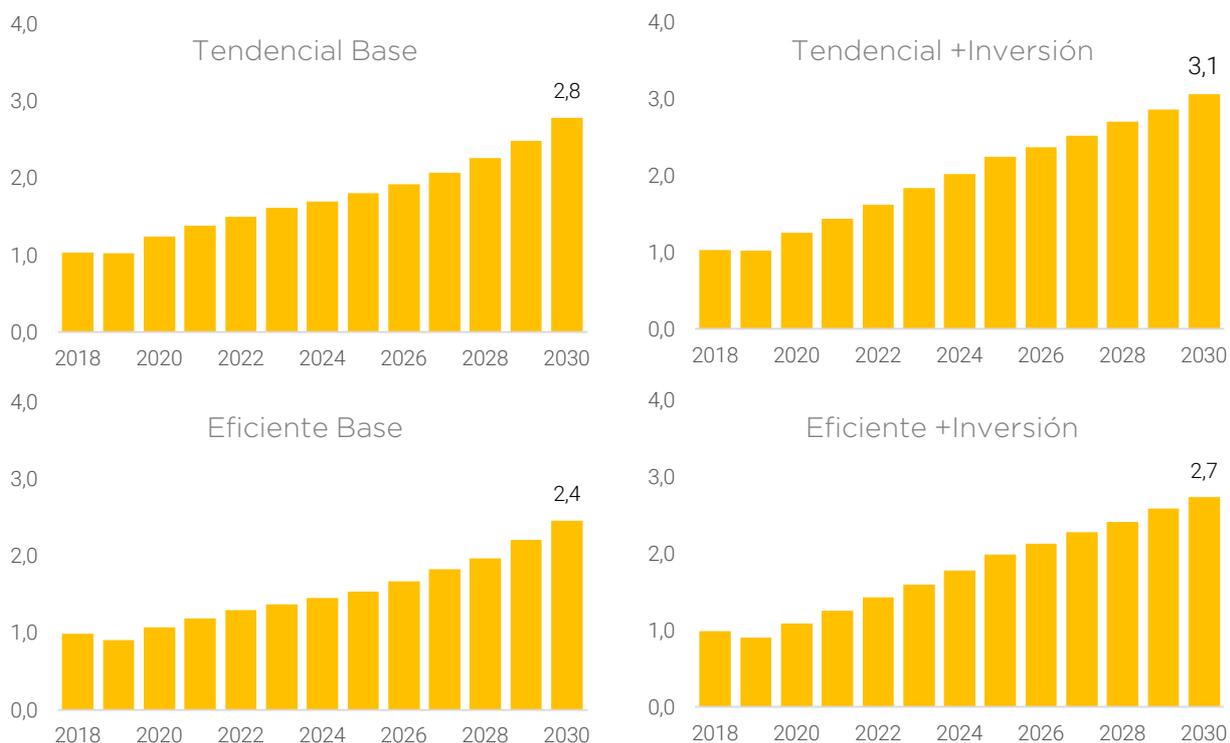
*Elaboración propia SSEyEP-MINEM*

La arena de fractura es un insumo clave en el proceso de estimulación no convencional de los hidrocarburos presentes en la roca madre. Se supone que cada perforación horizontal utiliza alrededor de 5.000 bolsas de arena por fractura, es decir, aproximadamente 250 toneladas por fractura.

En el caso del gas en arenas compactas (*tight*), el requerimiento es menor, suponiendo que se utilizan 5 etapas de fractura por pozo, y alrededor de 1.250 toneladas por perforación.

Según tales supuestos, la cantidad de arena de fractura requerida para el período 2018-2030 para cada escenario es la siguiente:

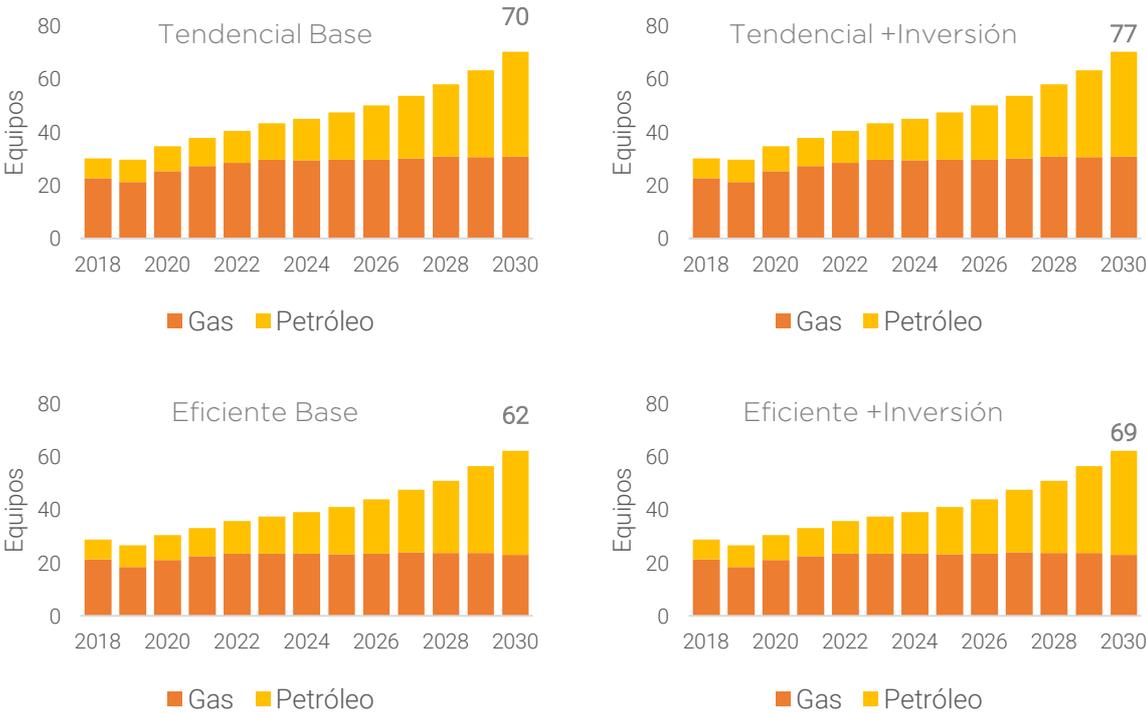
**Gráfico N° 21: Requerimientos de arena (MMtn)**



Elaboración propia SSEyEP-MINEM

En materia de equipos de torre, se utilizaron los supuestos de que un pozo de *tight gas* tarda aproximadamente 25 días en ser perforado y terminado, mientras que uno de *shale oil* o gas tarda 40 días. En base al número de pozos no convencionales obtenido por el modelo en el período 2018-2030, la necesidad de equipos para llevar a cabo la perforación sería la siguiente:

Gráfico N° 22: Equipos de perforación, 2018-2030



Elaboración propia SSEyEP-MINEM

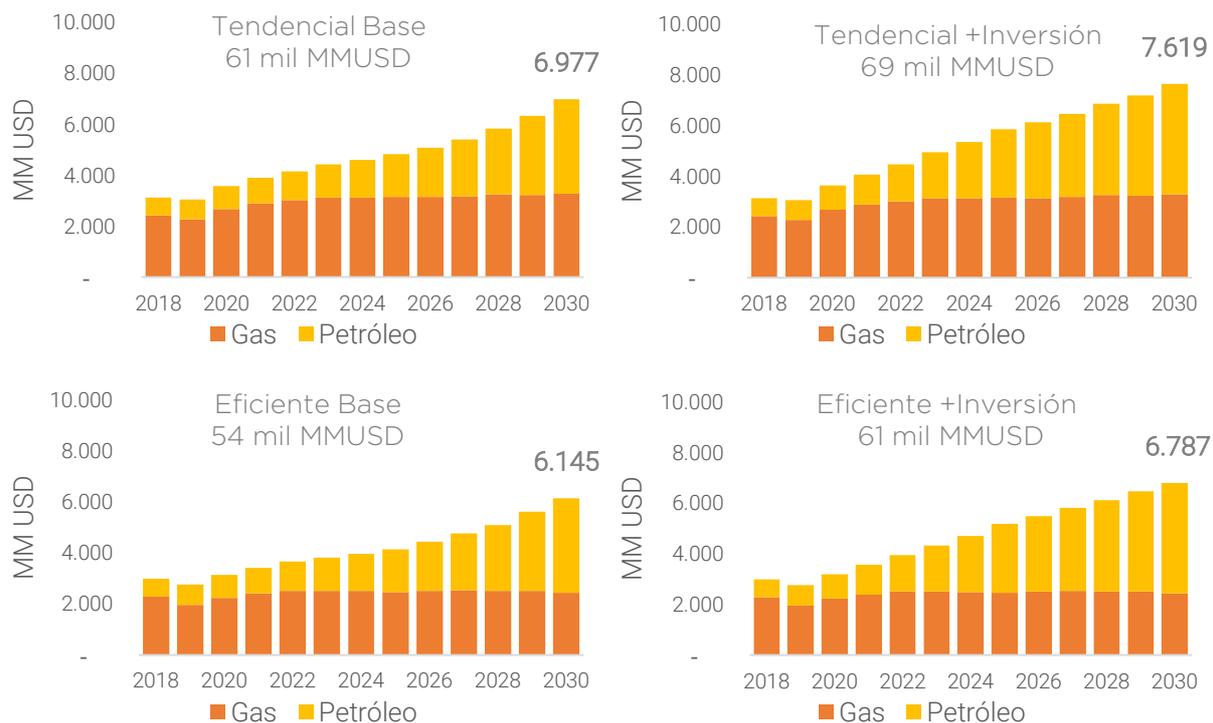
En cuanto a las inversiones necesarias para poder perforar y terminar los pozos estimados en los escenarios, los supuestos tomados fueron los siguientes:

- *Shale oil*: 9 MMUSD/pozo
- *Shale gas*: 10 MMUSD/pozo
- *Tight gas*: 6,5 MMUSD/pozo

A su vez, se adicionó un monto correspondiente a instalaciones de superficie, calculada en un 15% sobre los gastos de capital.

En base a los cálculos realizados, las inversiones estimadas para el período 2018-2030 son las que se presentan a continuación:

**Gráfico N° 23: Inversiones en perforación, terminación e instalaciones de superficie, 2018-2030.**



Elaboración propia SSEyEP-MINEM

## Escenarios de evolución del sector de generación eléctrica

Para la evolución del sector eléctrico se presentan dos escenarios, de demanda Tendencial y Eficiente, teniendo respectivamente vinculación con los escenarios de producción de gas natural presentados en el apartado anterior.

Por su marcada interrelación, se requiere analizar en conjunto las cadenas de producción, transformación y consumo de gas natural y energía eléctrica. En lo que respecta al gas natural, como se indicó previamente, se modelan las curvas de producción de gas de cada cuenca, las capacidades y proyecciones de importación, ya sea mediante gasoducto (Bolivia) o mediante regasificación de GNL (Bahía Blanca, Escobar, Chile y GNL adicional).

Se introdujo en el ejercicio una regionalización de nuestro país, con el objetivo de representar de manera más fidedigna algunas de las características más sobresalientes del mismo, como ser la amplitud geográfica de nuestro país, donde el transporte de energía cobra especial importancia y los diferentes patrones de consumo y producción de energía que se presentan en cada región.

El modelo tiene la posibilidad de representar las fluctuaciones estacionales de demanda, tanto eléctricas como gasíferas y el comportamiento de algunas fuentes energéticas, como la hidroeléctrica y la solar, por nombrar solo algunas. Estas fluctuaciones se denominan curvas de carga y se conforman mediante la convolución de factores de carga estacionales, diarios y horarios. Previamente, se debe dividir el año en diversos períodos que sean representativos del sistema.

En cuanto a la demanda de gas natural, el modelo incorpora una sola demanda regional a partir de la consolidación de las demandas residencial, comercial y público, GNC e industrial, para las que se realizaron análisis de estacionalidad. La demanda industrial se supone plana, a pesar que en los últimos años se observan algunos cuellos de botella en invierno; la demanda de centrales eléctricas, por su parte, se ajusta a las restricciones de demanda de gas natural ocasionada por los picos de consumo residencial de invierno.

En el caso de la demanda eléctrica, se optó por trabajar directamente con las demandas de las distribuidoras, por lo que en los resultados presentados no se contabilizan las pérdidas en este segmento (12%). Por otro lado, las pérdidas de transporte, como la capacidad de las líneas y la potencia instalada corresponden a los datos modelados por CAMMESA en su programación estacional. En promedio, las pérdidas de transporte se estiman en un 3,5%. En este primer análisis se proyectaron curvas de carga constantes por región, para todo el período, quedando pendiente para futuros análisis la necesidad de medir el impacto a partir de la implementación de medidas de uso eficiente de la energía en la forma de la curva.

En cuanto a los intercambios eléctricos, se tuvieron en cuenta los existentes con Brasil, Chile, Paraguay, Uruguay y el futuro con Bolivia en el futuro. La demanda eléctrica se trabajó tomando en consideración las particularidades de cada región, sin desagregar por sectores de consumo.

Corresponde aclarar que en este ejercicio no se incluyeron aspectos que se encuentran bajo análisis y pueden generar significativos impactos en los escenarios

evaluados, como por ejemplo la incidencia del almacenamiento eléctrico, redes inteligentes, y otros.

## Incorporación de potencia

En cierta forma, el establecimiento a priori de proyectos energéticos (hidroeléctricas y nucleares) y la fijación de metas para la generación de origen renovable, acota las opciones que tiene el presente estudio, ya que para el año 2030 hay una porción importante de la potencia a instalar que se considera predefinida de antemano, con un factor de participación de estas incorporaciones que prácticamente cubren los nuevos requerimientos energéticos.

Si bien no se asume a priori un retiro de máquinas, la generación de origen térmico sufriría una disminución considerable en su despacho, donde aquella menos eficiente es desplazada por térmica de mayor eficiencia y nueva generación hidráulica, nuclear y renovable, facilitado esto por una evolución del sistema de transmisión que permite el levantamiento de un conjunto de restricciones que hoy presenta.

En la tabla que se presenta a continuación se muestran a los fines del presente ejercicio, las hipótesis de ingreso de los proyectos hidráulicos y nucleares.

**Tabla N° 8: Hipótesis de incorporación de nuevas centrales hidroeléctricas y nucleares**

Escenario de incorporación hidroeléctrica	MW	Año de Ingreso
El Tambolar	70	2022
Aña Cuá	270	2022
Ampliación Yacyretá	465	2023
Cóndor Cliff	950	2024
La Barrancosa	360	2025
Chihuido I	637	2026
Portezuelo del Viento	216	2028
<b>Total hidroeléctrica</b>	<b>2.968</b>	
Escenario de incorporación nuclear	MW	Año de Ingreso
Repotenciación Embalse <sup>26</sup>	+35	2018
CAREM 25	27	2023
IV Central Nuclear	750	2025
V Central Nuclear	1.150	2027
<b>Total nuclear</b>	<b>1.962</b>	

*Elaboración propia SSEyEP-MINEM*

Se asume la misma hipótesis de incorporación nuclear e hidroeléctrica para todos los escenarios. Cualquier modificación en los mismos, dado el ambicioso escenario

<sup>26</sup> Se considera como potencia adicional (35 MW) aquella que surge del proyecto de repotenciación y extensión de vida útil de la Central Nuclear de Embalse.

de incorporación de renovables no convencionales, requeriría un mayor uso de energía térmica.

Dentro del escenario de incorporación térmica, se tuvo en cuenta el ingreso de 3.109 MW de potencia ya licitada y comprometida de acuerdo a la resolución 21/2016 y 1.810 MW de la resolución 820 y 926 de 2017 (en el marco de la resolución 287/2017 de cierre de ciclos combinados y cogeneración). Adicionalmente se consideró el cierre de ciclo de la central Vuelta de Obligado (+280 MW) y Termo Roca (+160 MW), la entrada en operación de Río Turbio en 2020 con 240 MW y los cierres de ciclo de Brigadier López (+140 MW) y Ensenada Barragán (+280 MW). Para el escenario Eficiente se supone el ingreso de 600 MW adicionales a los ya licitados y adjudicados por la resolución 820 y 926 de 2017.

De acuerdo a la Ley 27.191, cada uno de los escenarios de demanda incorpora generación renovable para cumplir con las metas mencionadas en su Art. 8, con una interpolación lineal en los años intermedios, alcanzando el 20% en 2025 y luego, dada las curvas de reducción de costos que se esperan en estas tecnologías, se prevé ampliar el porcentaje a partir de fuentes de energías renovables no convencionales al 25% en 2030.

Los factores de carga de cada tipo de tecnología se establecieron en relación a parámetros históricos locales y en los casos en que aquellos no existían, se tomaron algunos estándares internacionales. Igual tratamiento se dio a los costos de inversión asumidos como insumos para el ejercicio, tomando parámetros tanto internacionales<sup>27</sup> como locales. El valor de los aprovechamientos hidroeléctricos varía de acuerdo a cada proyecto. Respecto a la incorporación de potencia nuclear, se consideró como costo de capital el promedio ponderado de la inversión necesaria para la construcción de la cuarta y quinta central.

**Tabla N° 9: Hipótesis de costos de inversión asumidos**

<b>Costo de inversión (USD 2016) – USD/kW</b>	<b>2016</b>	<b>2030</b>
Ciclo combinado	1.100	1.070
Turbo gas	680	660
Eólico	1.500	1.130
Solar fotovoltaico	1.100	570
Solar distribuida	3.500	3.230
Nuclear	7.250	7.250

*Elaboración propia SSEyEP-MINEM*

## **Transporte eléctrico**

En materia de transporte eléctrico, es posible realizar una diferenciación entre un escenario de corto plazo y otro de mediano y largo plazo.

En el corto plazo, se supone una evolución del sistema en línea con lo planteado en los análisis elaborados por Transener y CAMMESA. Se prevé la próxima finalización de obras planteadas

<sup>27</sup> International Renewable Energy Agency (IRENA), International Energy Agency (IEA), U.S. Energy Information Administration (EIA).

en los Planes Federales de Energía Eléctrica (I y II), elaborados por el Consejo Federal de Energía Eléctrica y establecidos en la Resolución SE 700/2011, que entre otras incluye la LEAT<sup>28</sup> Bahía Blanca - Vivoratá y la segunda línea Rincón - Resistencia (en operación proyectada para el 2017).

A su vez, en aras de acompañar el crecimiento de la demanda, subsanar problemas existentes y reforzar el sistema de transporte en el año 2018 se licitarán 2825 Km de líneas de 500 kV en el año 2018, donde se incluyen los siguientes proyectos:

- LEAT Río Diamante - Charlone (490 Km, 600 MVA de Transformación)
- LEAT Atucha - Belgrano 2 + ET Belgrano 2 (35 Km)
- LEAT Belgrano 2-Smith + ET Smith (100 Km, 1600 MVA de Transformación)
- LEAT Atucha 2- Plomer + ET Plomer + doble LEAT 35 Km (Anillo GBA) - (130 Km, 800 MVA de Transformación)
- LEAT Charlone - Junín-Plomer + ET Junín (415 Km, 600 MVA de Transformación)
- LEAT Pto Madryn - Choele Choel + LEAT Vivoratá - Plomer (705 Km)
- LEAT Rodeo - La Rioja Sur + ET Rodeo + ET La Rioja Sur (300 Km, 300 MVA de Transformación)
- LEAT Choele Choel - Bahía Blanca (340 Km)
- LEAT Sto Tomé - San Francisco-Malvinas + ET San Francisco (310 Km, 450 MVA de Transformación)

En el horizonte de mediano y largo plazo, se plantean una serie de desafíos. Entre estos se encuentran:

- **Acompañar el crecimiento de la demanda e incrementar la confiabilidad y seguridad de suministro.** El sistema requerirá de ampliaciones de transporte que permitan abastecer el crecimiento de la demanda con una calidad de servicio satisfactorio, y también obras que permitan que ante el mayor uso previsto de la red, la pérdida de un vínculo o unidad generadora no resulte en una situación de riesgo para la estabilidad del sistema.
- **Permitir evacuar la generación renovable futura.** Nuestro país cuenta con elevado potencial solar en las regiones de Cuyo y NOA, y eólico mayormente en la región sur del país. Siendo entonces que ambos recursos se encuentran en regiones muy distantes de la mayor zona de demanda, se deberá desarrollar una topología de red tal que permita asegurar el despacho sin restricciones de esta nueva generación hacia los nodos de mayor consumo.
- **Disponer de capacidad para ingreso de centrales de elevado módulo.** Frente al ingreso de centrales de generación de gran porte previstas para años venideros (aprovechamientos hidroeléctricos del río Santa Cruz y centrales nucleares), y con la consideración del tiempo requerido para desarrollar nuevos vínculos de red, es que se deberán definir apropiadamente las modificaciones topológicas necesarias para poder evacuar dicha generación al momento de su ingreso.
- **Lograr una red con un factor de uso apropiado al año horizonte.** Ante la consideración de que un elevado porcentaje de la generación a ingresar a futuro es del tipo renovable variable, se deberán instrumentar los mecanismos que permitan converger a una red óptima que no resulte con muy bajo factor de uso en momentos de baja generación renovable.

Con lo anterior como foco, la topología futura del sistema dependerá sensiblemente del lugar de asiento de los proyectos de generación a ingresar, así como de la proporción entre las distintas fuentes renovables. Particularmente se analiza entre otras obras el ingreso de una segunda LEAT Comahue-Cuyo, asociada al ingreso de la represa hidroeléctrica Chihuido, el

---

<sup>28</sup> Línea de Extra Alta Tensión.

refuerzo del corredor Patagonia-Comahue, duplicando las líneas provenientes desde la ET Río Santa Cruz, con el objetivo de despachar la nueva generación hidroeléctrica y renovable de la región. También se encuentra en estudio la viabilidad de una interconexión en HVDC<sup>29</sup>, que dependerá de lo explicado anteriormente en relación a la localización de los ingresos.

### Principales resultados de los escenarios de potencia y generación eléctrica

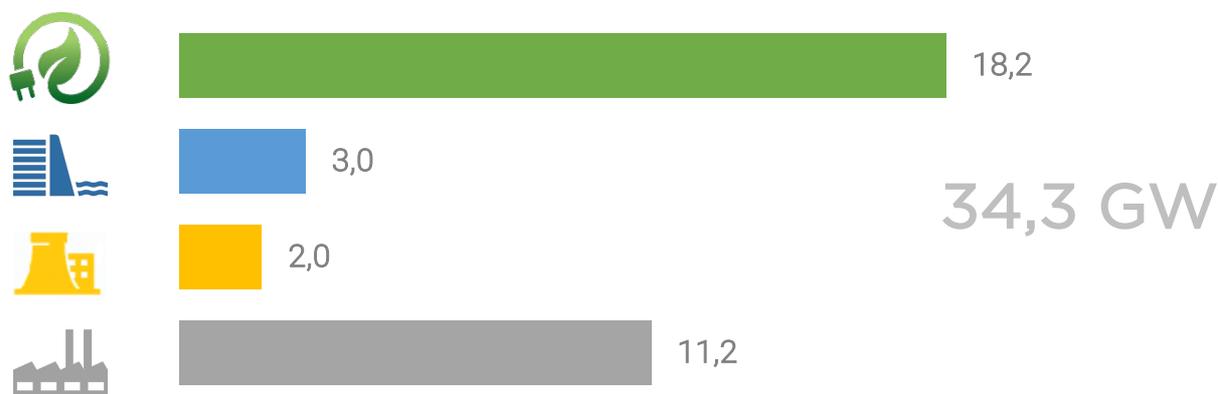
Dado que la incorporación de potencia nuclear e hidroeléctrica es la misma para los dos escenarios, y todos los casos plantean el cumplimiento de la ley de renovables (variando los requerimientos de potencia de acuerdo a la demanda que deben abastecer), las diferencias se observan en el requerimiento adicional cubierto con potencia térmica y el de renovables.

Adicionalmente al ingreso de los proyectos térmicos predefinidos, el sistema requiere la incorporación de potencia firme que asegure un margen de reserva del 20%.

---

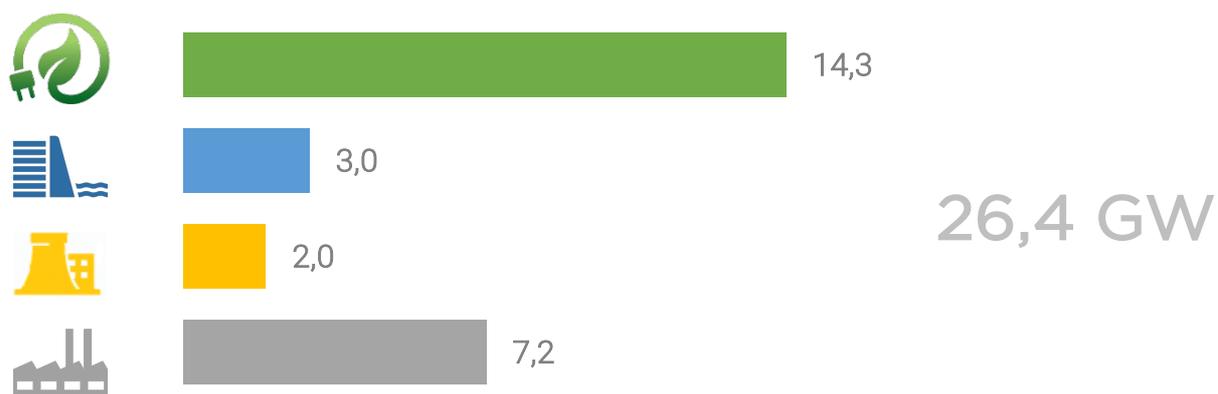
<sup>29</sup> *High Voltage Direct Current* (Línea de Corriente Continua de Alta Tensión).

Gráfico N° 24: Nueva potencia instalada al 2030 – Escenario Tendencial



Elaboración propia SSEyEP-MINEM

Gráfico N° 25: Nueva potencia instalada al 2030 – Escenario Eficiente



Elaboración propia SSEyEP-MINEM

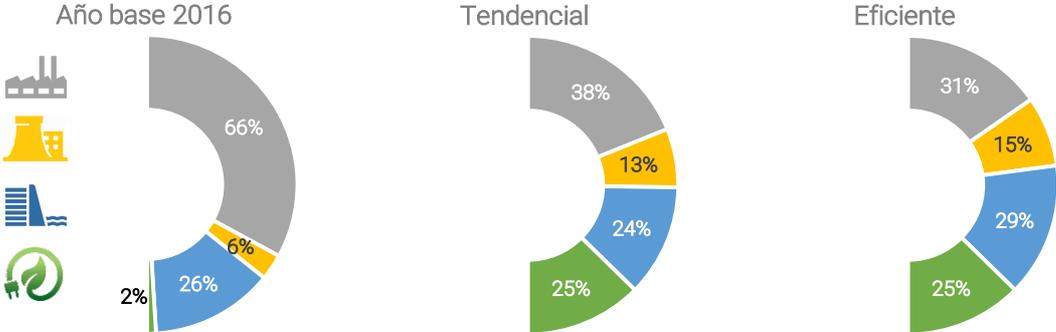
En el cuadro expuesto se muestra la sensibilidad en la incorporación de energía térmica y renovable dada por un escenario con incorporación de medidas de ahorro y uso eficiente de la energía, donde una menor demanda de energía eléctrica se traduce en una reducción de requerimiento de potencia del orden de 8 GW.

Del total de potencia renovable incorporada, se asumen que en el escenario Tendencial se instalan 11,5 GW eólicos principalmente en la región patagónica, Comahue y sur de la provincia de Buenos Aires, y 5,8 GW en parques solares fotovoltaicos, principalmente en la región cuyana y el centro del país. En el escenario Eficiente se instalan 9,6 GW eólicos y 3,7 GW solares.

Como se comentara anteriormente, no hay un retiro explícito de potencia térmica, aunque al ver los resultados se puede observar que en el escenario Tendencial hay al menos 4.500 MW que podrían retirarse y en el escenario Eficiente este valor alcanzaría los 7.850 MW.

En ambos escenarios se alcanza el 25% de generación eléctrica a partir de las energías renovables no convencionales, contrayéndose en todos los casos la participación de la generación térmica respecto del año base 2016 (66%).

**Gráfico N° 26: Resultados comparados por escenario – matriz de generación**



*Elaboración propia SSEyEP-MINEM*

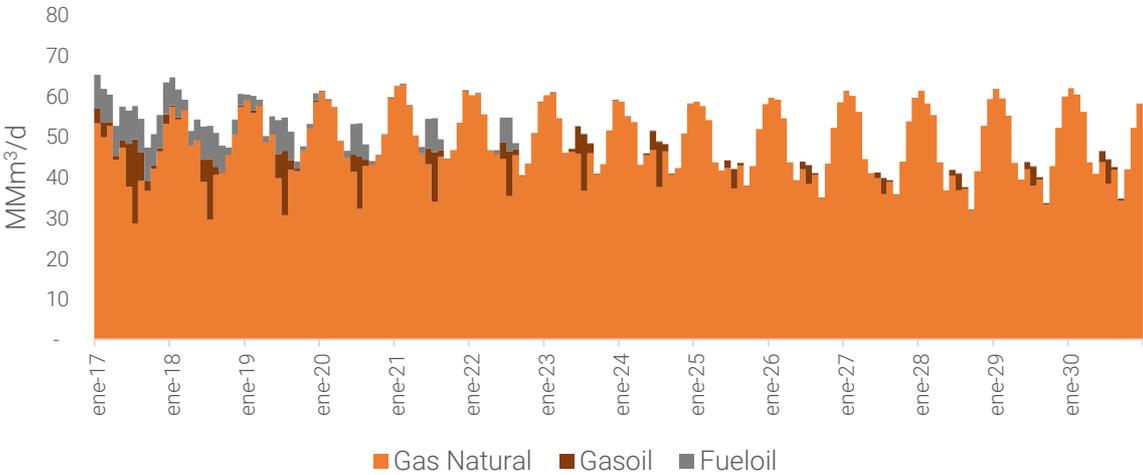
En los siguientes gráficos se observa el consumo de los distintos combustibles por mes para cada escenario. En concordancia con la generación, el escenario Tendencial tiene mayor consumo de gas natural que el Eficiente dado por una mayor generación de origen térmico.

A su vez, se observa una fuerte disminución en la participación de combustibles líquidos en ambos escenarios. Esto se debe por un lado al aumento de producción de gas natural y por el otro a la mayor diversificación de la matriz eléctrica.

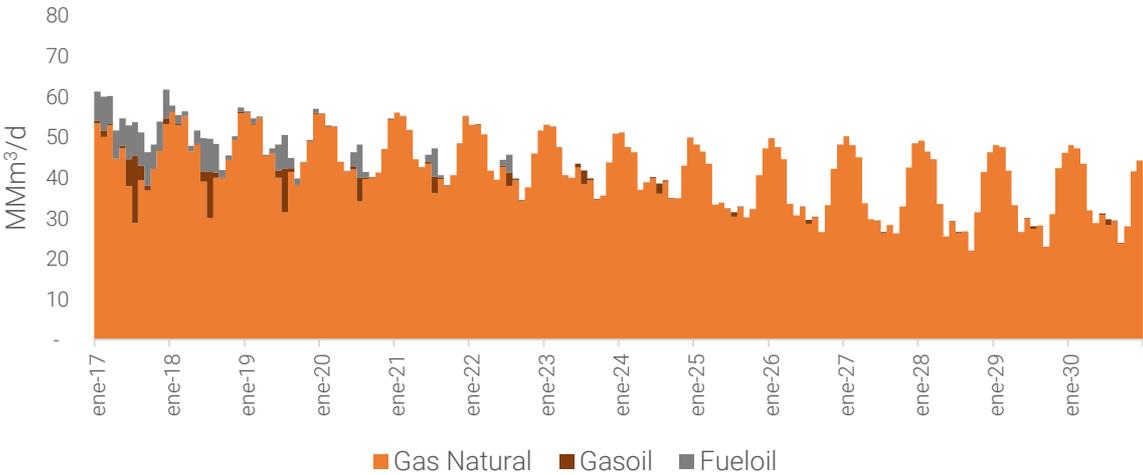
De todos modos, es importante tener en cuenta que los escenarios suponen valores medios, como por ejemplo la hidraulicidad. Ante un eventual año seco, la disponibilidad de energía de origen hidráulico disminuiría, teniendo que recurrir el sistema a importaciones adicionales de gas natural o mayor cantidad de líquidos. Lo mismo sucede ante un eventual año frío, donde los requerimientos de gas natural para calefacción sean mayores que los valores medios proyectados.

Gráfico N° 27: Consumo de combustibles en las centrales térmicas, 2017-2030

Escenario Base Tendencial



Escenario +Inversión Eficiente



Elaboración propia SSEyEP-MINEM

# Escenarios de evolución del sector de refinación de petróleo

A partir de fines de 2017 el mercado de combustibles líquidos en Argentina paso a estar desregulado y arbitrado con los precios internacionales, para lo cual los escenarios de precios juegan un rol determinante junto con la disponibilidad de crudos a la hora de analizar escenarios posibles de la evolución del parque refinador. Los desafíos del subsector se centran en la adecuación a los nuevos crudos que se vienen (mayor participación de *shale oil*), poder balancear el mercado externo reduciendo principalmente el déficit de gasoil y seguir la tendencia de las especificaciones manteniendo un mercado integrado a los patrones de calidad internacional. Las adecuaciones de las instalaciones para alcanzar los estándares de calidad internacionales y cumplir con la resolución 5/2016 (modificación de la resolución 1283/2006) de la Secretaria de Recursos Hidrocarburíferos, se realizan principalmente incrementando la capacidad de desulfurización a niveles superiores del doble de los vigentes.

A su vez, el ahorro y uso eficiente de la energía, la introducción de autos eléctricos al mercado y el uso de GNC como sustituto de los derivados líquidos, sumado al incremento del uso de bioetanol y biodiesel en la nafta y en el gasoil, respectivamente, disminuye la demanda de estos últimos, y consecuentemente los requerimientos de expansión, de aumento de la complejidad, y de necesidades de tratamiento del azufre del parque refinador. Por su parte, como se observa en el apartado anterior, se prevé una reducción importante en la demanda de gasoil y fueloil para abastecimiento de centrales eléctricas térmicas por una mayor disponibilidad de gas natural en los próximos años.

Es necesario resaltar el elevado contenido en la composición de los petróleos no convencionales (*shale oil*) de cortes livianos, por cuanto estos tipos de petróleos eventualmente inducirían el incremento de disponibilidad de materia básica para petroquímica, GLP, y ciertos procesos de conversión de livianos como la alquilación.

## Especificaciones del modelo

Para un primer abordaje al sector se desarrolló un modelo de simulación computacional. Los flujos y las inversiones se calculan a partir de un modelo de programación lineal que minimiza una ecuación económica de costos sujeta a restricciones en cuanto a la demanda interna de productos a satisfacer, la disponibilidad doméstica proyectada de distintos petróleos, los precios de paridad de importación y exportación, los balances en el mercado interno de los productos y subproductos, y considerando los balances de masa en los procesos de las refinerías y los costos de capital, de O&M.

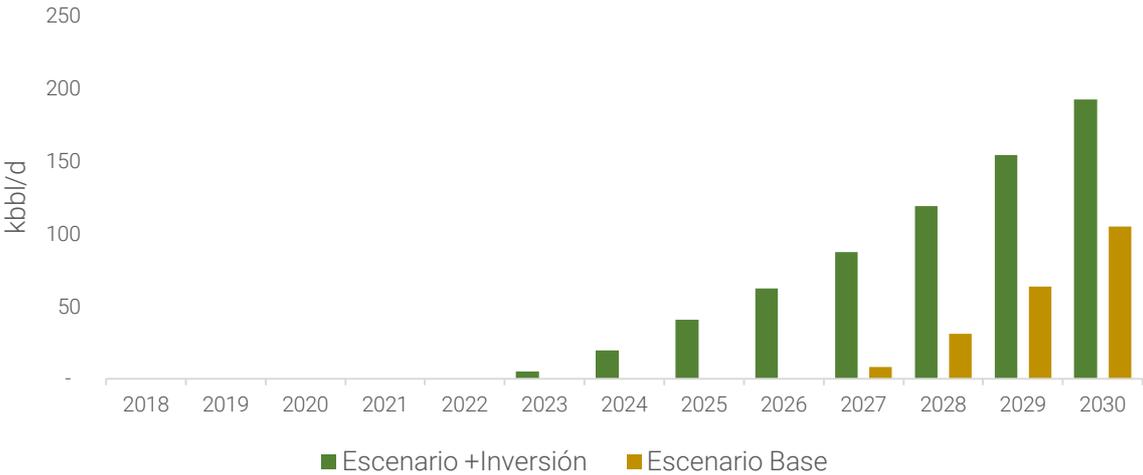
Los productos posibles dependen de las dietas de alimentación a las refinerías y de la disponibilidad o no de un equipo específico en cada refinería.

Los productos de refinación modelizados en esta instancia se agruparon en las siguientes familias: fuel gas, gas licuado de petróleo, gasoil, naftas para motores, aerokerosene, gasoil, y fueloil.

## Producción de petróleos y carga de las refinerías

Si bien los escenarios de producción de petróleo varían, el supuesto de carga de las refinерías es similar, con una leve disminución en los casos eficientes por ser menor la demanda de combustibles. Esto se debe a que se toma como supuesto las expansiones ya planeadas, correspondiendo a un aumento de la capacidad nominal de 30 kbb/d a realizar entre 2018 y 2020, no considerándose ampliaciones adicionales.

**Gráfico N° 28: Saldos exportables de petróleo**



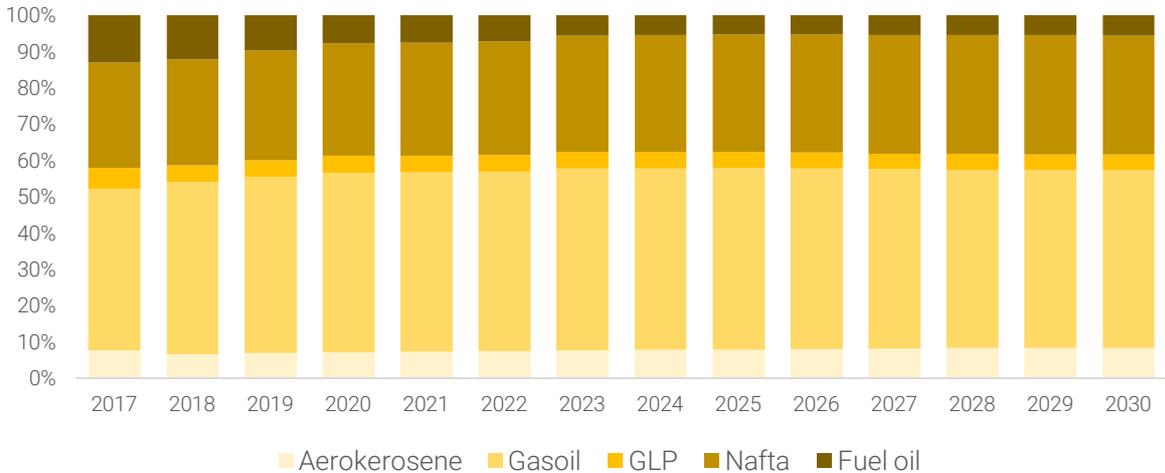
*Elaboración propia SSEyEP-MINEM*

En los escenarios de +Inversión (mayor producción de petróleo y precios altos) se puede pensar en ampliaciones de capacidad de destilación atmosférica que alcance en total los 730 kbb/d, lo cual permitiría balancear el mercado externo de gasoil y obtener leves superávits de naftas.

**Producción de derivados combustibles**

El contenido en la participación de *shale oil* aumenta el contenido de cortes livianos en los petróleos producidos. Adicionalmente, la posible expansión de procesos de agregado de valor en las naftas (reformados, alquilaciones e isomerizaciones) con potenciales aumentos del rendimiento de los petróleos, y la expansión de la conversión y el menor contenido de crudos pesados, incrementará los rendimientos de producción de gasoil. Por ello, el mercado acompañará los crecimientos de demanda de estos combustibles.

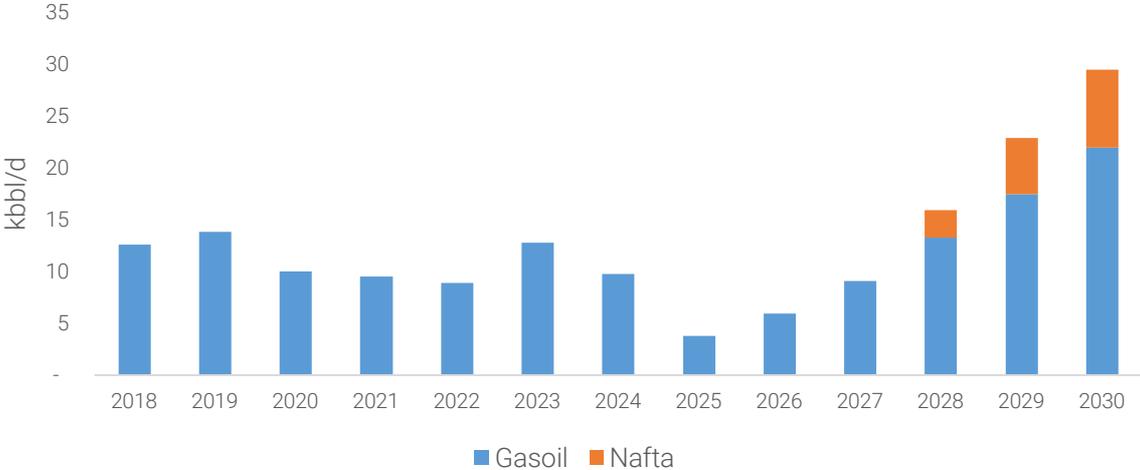
Gráfico N° 29: Rendimiento promedio del barril del total del parque refinador



Elaboración propia SSEyEP-MINEM

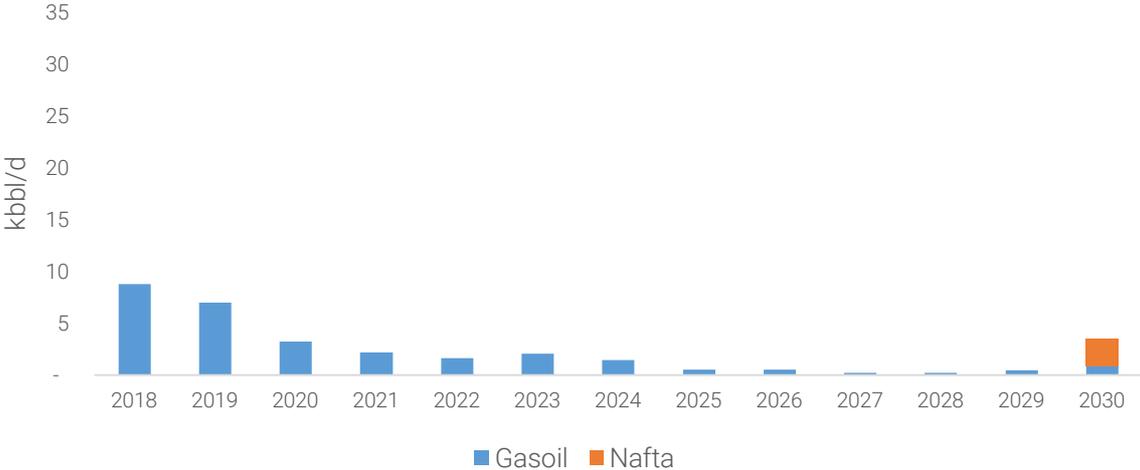
En ambos escenarios de producción se generan déficits a cubrir con importaciones. Los mismos varían dependiendo de si se trata de una demanda Tendencial o Eficiente. En el caso de la demanda eficiente, la producción nacional de combustibles podría cubrir casi su totalidad.

**Gráfico N° 30: Importaciones de gasoil y nafta – Escenario Tendencial**



Elaboración propia SSEyEP-MINEM

**Gráfico N° 31: Importaciones de gasoil y nafta – Escenario Eficiente**



Elaboración propia SSEyEP-MINEM

Para las naftas, en 2030 las importaciones llegan a ser de 8 Kbbbl/d para la demanda Tendencial, y de 3 Kbbbl/d para la Eficiente.

En cuanto al gasoil, en 2030 las importaciones llegan a ser de 22 Kbbbl/d para la demanda Tendencial y de 1 Kbbbl/d para la Eficiente.

## Matriz energética

Se ha modelizado el sistema energético en forma simplificada y compatibilizada con el conjunto de modelos descritos en los capítulos precedentes, analizando la totalidad de los resultados y permitiendo validar la consistencia del ejercicio. En el mismo, ingresan de forma exógena las demandas proyectadas, los resultados del modelo eléctrico, los escenarios de precios, los escenarios de producción de hidrocarburos y la modelización del sector refino, permitiendo obtener el balance energético proyectado, los saldos comerciales y el cálculo de la oferta interna total de energía.

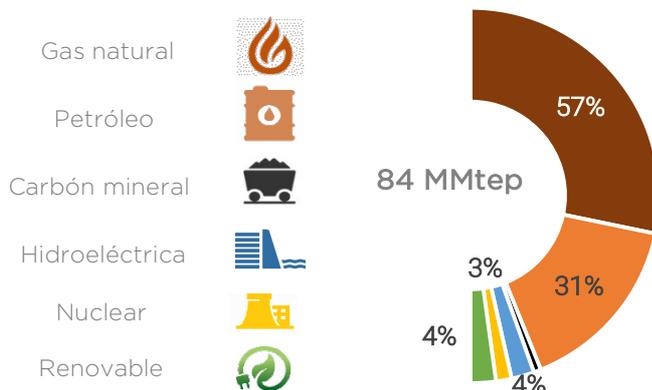
Adicionalmente, se realizó la prospectiva de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), provenientes de la demanda final de energía y el consumo en las centrales eléctricas. El análisis medioambiental se encuentra enfocado principalmente en el impacto que podría provocar cada uno de los escenarios analizados en las emisiones de estos gases. Para ello, se ingresaron las bases de datos ambientales que contienen los factores de emisión específicos relevados en la Tercera Comunicación Nacional de la República Argentina a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático.

### **Oferta interna total de energía**

La forma más adecuada de capturar el impacto de las importaciones/exportaciones de energías secundarias en la matriz energética es utilizando la oferta interna total de energía, la cual se define como la oferta interna de energía primaria más el efecto de la balanza comercial de la energía secundaria.

La característica más relevante de la matriz energética de Argentina radica en el grado de dependencia de los hidrocarburos, particularmente del gas natural. Así, en el año 2016 el 89% de la oferta interna total de energía proviene de los hidrocarburos (57% gas natural, 31% petróleo y 1% carbón) quedando un bajo peso relativo de otras fuentes como la energía hidroeléctrica y la nuclear, aunque éstas últimas revisten mayor importancia cuando se analiza la generación de energía eléctrica. A su vez, las energías renovables no convencionales tuvieron una acotada participación en el año 2016. Todas estas consideraciones se representan en el gráfico que se muestra a continuación.

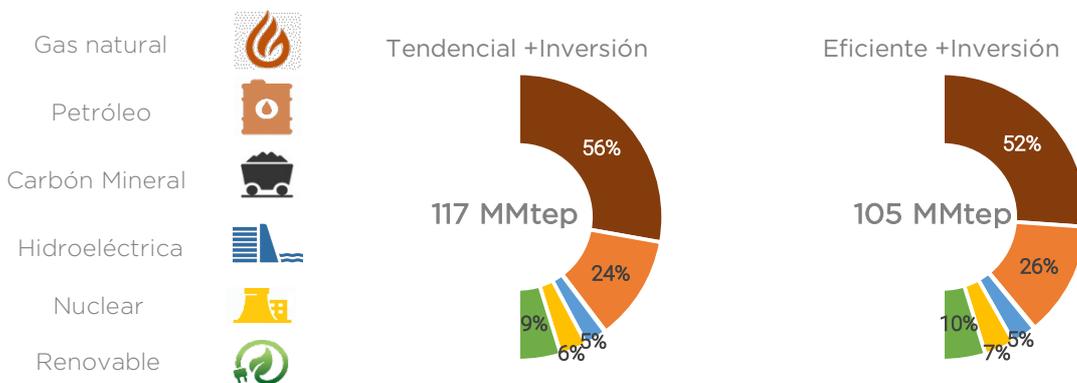
**Gráfico N° 32: Oferta interna total de energía – Año base 2016**



Elaboración propia SSEyEP-MINEM

En los escenarios analizados al año 2030 se plantea un incremento considerable de la participación de energías renovables, más que duplicando su porción relativa. Dicho incremento se debe al cumplimiento de la Ley 27.191 del 2015, sumado al corte de biocombustibles. A su vez, el ingreso de la cuarta y quinta central nuclear impacta en el crecimiento de la participación de esta fuente. La energía hidroeléctrica aumenta levemente su porcentaje de participación con el ingreso de los 3 GW de potencia mencionada anteriormente. Aun así, la dependencia respecto de los hidrocarburos sigue siendo importante (entre 78% y 80%, dependiendo del escenario).

**Gráfico N° 33: Oferta interna total de energía – 2030**



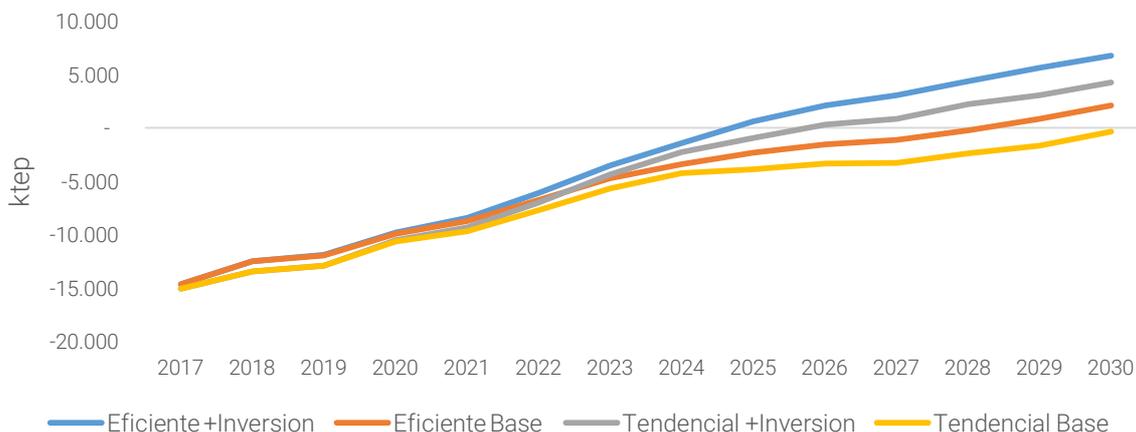
Elaboración propia SSEyEP-MINEM

Los resultados de ambos escenarios son similares debido a que la oferta interna total refleja de manera más transparente los requerimientos internos energéticos del país. Las mayores diferencias se explican por el impacto de las políticas de ahorro y eficiencia energética planteadas, donde los requerimientos necesarios para satisfacer la demanda interna son menores (12 MMtep).

## Balanza comercial energética

A partir de estos escenarios planteados se analiza la evolución esperada de la balanza comercial energética en términos energéticos, medida en miles de toneladas equivalentes de petróleo.

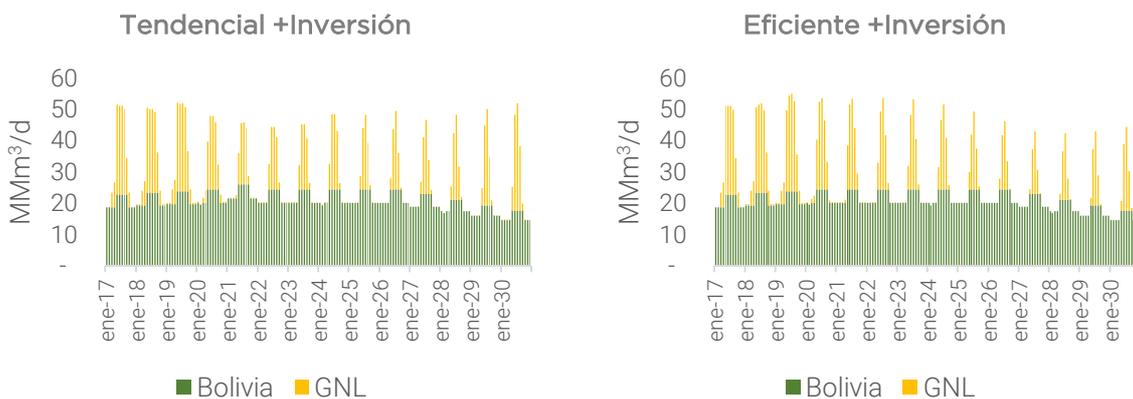
**Gráfico N° 34: Balanza comercial energética proyectada por escenario**



Elaboración propia SSEyEP-MINEM

En un primer análisis se observa cierta continuidad en la dependencia de gas natural importado. En los siguientes gráficos se puede notar que la necesidad de importación del GNL se va acotando a los meses de invierno, siendo incluso menor el requerimiento de aquel proveniente de Bolivia para el último quinquenio analizado.

**Gráfico N° 35: Importaciones de gas natural y GNL proyectadas**



Elaboración propia SSEyEP-MINEM

A su vez, en ambos escenarios se suponen exportaciones regionales que alcanzan los 25 MMm<sup>3</sup>/d en los meses donde baja el consumo local. Esta situación contribuye en todos los escenarios a estabilizar la balanza comercial.

En los escenarios Base, la dinámica de precios bajos (*low case*) ayuda a disminuir el déficit en la balanza comercial.

En los escenarios de +Inversión, la mayor disponibilidad de crudo genera excedentes exportables de magnitud, que contribuyen a revertir la balanza comercial.

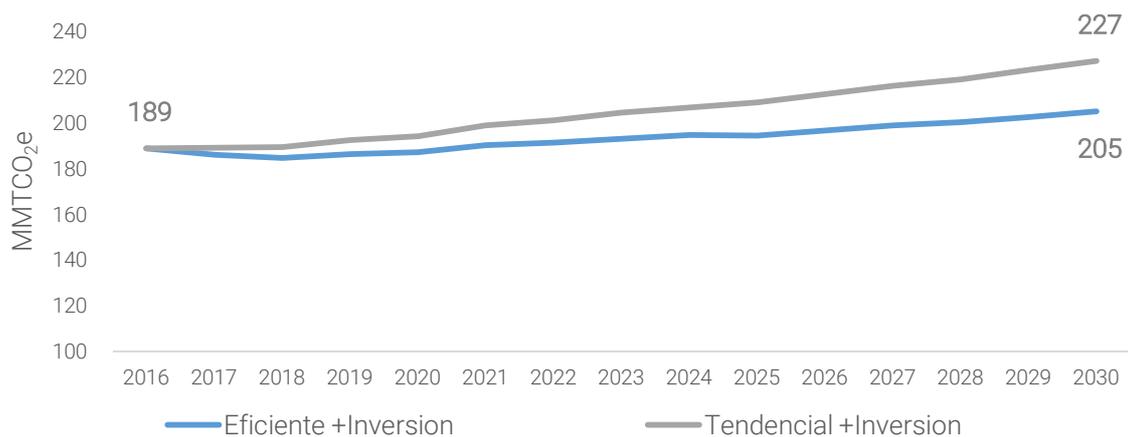
En el año 2016 balanza comercial medida en porcentaje respecto del PIB fue del -0,3%. Para los escenarios analizados se llega a revertir la condición deficitaria en todos los casos hacia el año 2025, alcanzando hacia 2030 una balanza comercial superavitaria: 0,1% en el escenario Tendencial Base; 0,2% en el escenario Eficiente Base; 0,3% en el escenario Tendencial +Inversión, y 0,4% en el escenario Eficiente +Inversión.

## Emisiones de gases de efecto invernadero

Las emisiones totales del sector energético hacen referencia a las emisiones totales derivadas de la producción primaria, transformación y consumo final de la energía. Cabe tener en cuenta que las emisiones son estimadas según el punto de la cadena energética donde se producen las mismas. En general, las emisiones están asociadas a la quema de combustibles fósiles, aunque también se generan en menor cuantía relativa en otros puntos como los venteos (en la extracción de hidrocarburos) o en las fugas en el transporte de gas.

El gráfico que se expone a continuación muestra la evolución de las emisiones totales del sector energético. Mientras que en el escenario Tendencial las emisiones crecen a un 1,3% a.a. debido al mayor incremento proveniente del consumo final, en el escenario más eficiente crecen a un 0,6% a.a, ya que el efecto de las políticas de ahorro y eficiencia energética impacta en las emisiones. Por otro lado, la mayor producción de hidrocarburos aumenta las emisiones fugitivas, morigerando el beneficio de la eficiencia. Esto finalmente entrega una reducción de emisiones del 10%.

**Gráfico N° 36: Evolución de las emisiones totales del sector energético, 2016-2030**

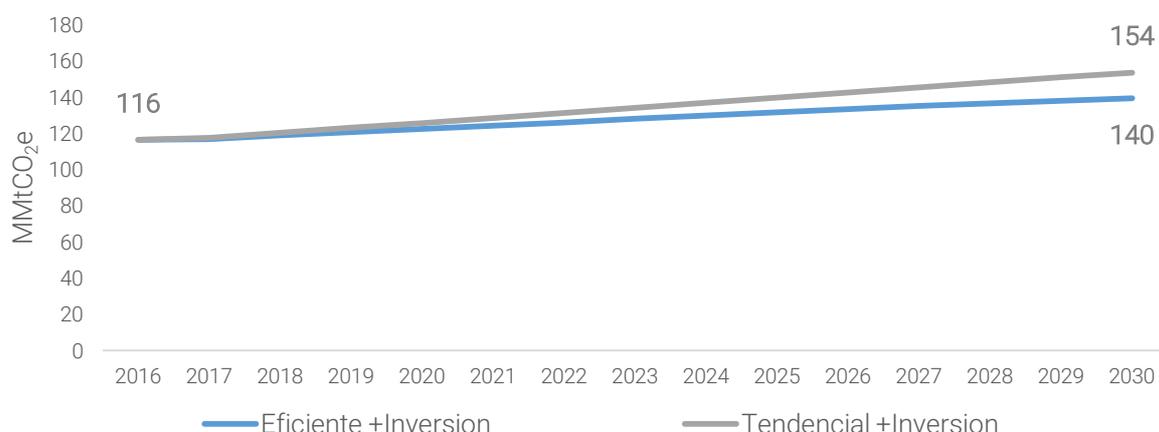


Elaboración propia SSEyEP-MINEM

En cuanto a la evolución futura de las emisiones del sector energético, los ejercicios realizados muestran en los escenarios un incremento moderado en las emisiones de CO<sub>2</sub>e entre los años 2016 a 2030. Si se desagrega en los tres grandes grupos, se observa que el crecimiento de las emisiones está mayormente asociado a aquellas generadas en el consumo final y, en menor medida, por las emisiones fugitivas. En el sector de generación eléctrica se da una reducción significativa, producto de la penetración de energías renovables, hidráulica y nuclear, desplazando generación térmica, especialmente aquella generada con líquidos (gasoil y fueloil).

En el gráfico que sigue se muestran los resultados de la evolución de las emisiones correspondientes al consumo final para los escenarios Tendencial y Eficiente.

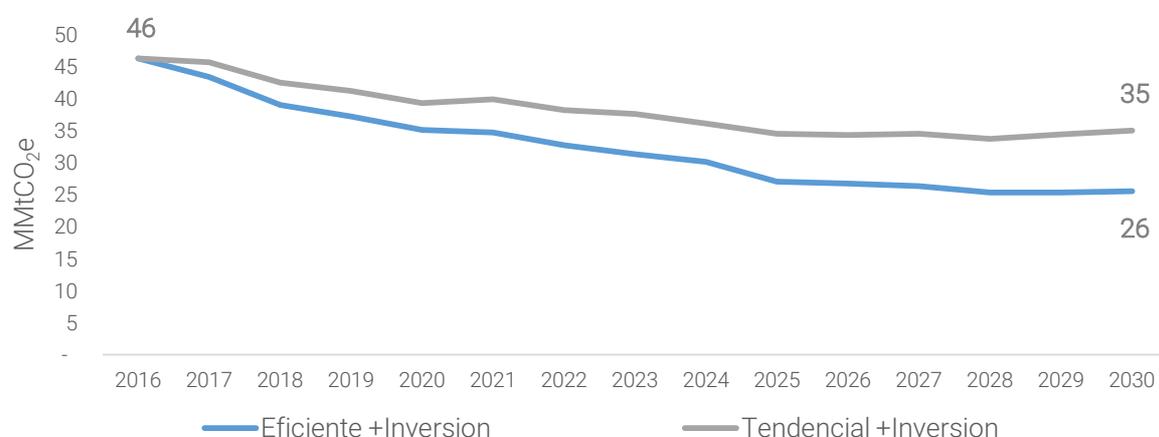
Gráfico N° 37: Evolución de las emisiones consumo final



Elaboración propia SSEyEP-MINEM

El siguiente gráfico corresponde a la estimación de emisiones provenientes de centrales eléctricas para el escenario Tendencial y el escenario Eficiente. Como se puede observar, en ambos escenarios las emisiones disminuyen hacia 2030 debido a la incorporación de energía hidroeléctrica, nuclear y renovable. Tanto en el escenario Tendencial como en el escenario Eficiente, se toma en cuenta el objetivo de la Ley 27.191 ya explicado anteriormente.

Gráfico N° 38: Evolución de las emisiones en centrales eléctricas



Elaboración propia SSEyEP-MINEM

Según el escenario Tendencial, la disminución de las emisiones de GEI sería de 11 MMtCO<sub>2</sub>e, pasando de 46 MMtCO<sub>2</sub>e de 2016 a 35 MMtCO<sub>2</sub>e a 2030. Si se consideran medidas de ahorro y eficiencia energética, esta disminución podrá alcanzar los 20 MMtCO<sub>2</sub>e.

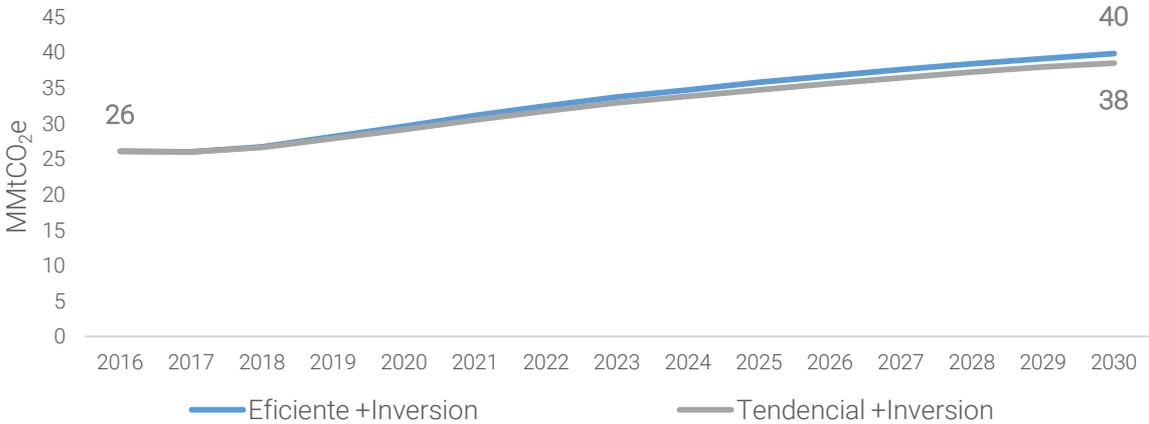
Las emisiones fugitivas consideradas para el cálculo son las provenientes de la fabricación de combustibles líquidos y gaseosos, es decir, de petróleo y de gas natural. Estas emisiones son expresadas en tCO<sub>2</sub>e y son originadas en los escapes de los equipos (sin combustión), venteo, quema de antorcha, fugas y/o accidentes que se producen a lo largo de la cadena de fabricación.

Se consideran las emisiones de CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, NO<sub>x</sub>, CO, COVNM y SO<sub>2</sub> y se empleó la ecuación correspondiente al método de factores de emisión promedio. Esta

ecuación utiliza los respectivos datos de la industria del petróleo y del gas natural y los factores de emisión correspondientes a dichos datos<sup>30</sup>. El valor final resulta de la sumatoria de las emisiones correspondientes a cada actividad en la industria del petróleo y del gas natural.

En el caso del petróleo, los datos utilizados fueron: producción, producción transportada por buque, producción transportada por ductos, cantidad procesada, consumo de combustibles líquidos y consumo de gas licuado. En el gas natural, los datos utilizados fueron: producción, cantidad inyectada al sistema de transporte y cantidad inyectada al sistema de distribución.

**Gráfico N° 39: Evolución de las emisiones fugitivas, industrias de la energía y gasoductos**



Elaboración propia SSEyEP-MINEM

<sup>30</sup> Ver directrices del IPCC para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero.

## Consideraciones finales

El fin último de este estudio de prospectiva energética es contribuir a la transformación que se está llevando adelante en el sector energético brindando herramientas para el análisis y la elaboración de políticas públicas y para el diseño de los mecanismos apropiados para hacerlas operativas y medir sus impactos.

Si bien los avances en materia de recopilación de información, análisis de datos y modelización sectorial son importantes, lo que ha permitido configurar escenarios energéticos futuros con un razonable nivel de detalle y consistencia, es necesario continuar con los esfuerzos realizados, profundizando en aspectos clave de la oferta y demanda de energía subsectorial, y abriendo nuevos campos de investigación, lo que resulta clave para la prospectiva y su necesaria institucionalización como insumo fundamental para el planeamiento energético estratégico.

En cuanto a los aspectos técnicos directamente vinculados con estos estudios, la primera prioridad es seguir mejorando la implementación del Sistema Integrado de Información Energética del MINEM, que permita sustentar adecuadamente los estudios y análisis relativos a la prospectiva con datos y estadísticas energéticas con la calidad y cantidad requerida.

La regionalización de los datos y los análisis de oferta y demanda de energía a nivel subnacional (regiones, provincias, etc.) es un campo de trabajo indispensable para un conocimiento más profundo y detallado de los recursos energéticos existentes, su consumo real y potencial, y la forma en que se distribuye espacialmente y también para un diseño más ajustado de las políticas energéticas. En este sentido, será necesario establecer mecanismos específicos que permitan acceder a información con ese nivel de desagregación en tiempo y forma.

En este sentido, resultan de vital importancia los arreglos institucionales que permitan no solo armonizar las diferentes fuentes de información, sino también acelerar los procesos y facilitar el intercambio de conocimiento entre expertos de las diferentes dependencias de la Administración Pública Nacional y de las administraciones provinciales y municipales, así como el intercambio de aquellos con los actores del sector privado.

Para sustentar los procesos de recolección y control de la información y los estudios regionales, será necesario recurrir al uso de herramientas de georreferenciación. La futura ampliación del modelo energético integrado prevé la incorporación de mayor información cartográfica y una ampliación de los resultados del modelo para analizar las condiciones locales del sector.

Otra línea de estudio futura hará hincapié en el análisis de cada subsector energético en particular. Esto permitirá enriquecer la modelización del sistema energético integral existente a partir del uso de modelos específicos para cada mercado. Si bien el modelo integrado provee información general del sector en el mediano y largo plazo, también resulta importante utilizar herramientas de modelización subsectorial para contrastar los resultados de nivel agregado, y estudiar y verificar su operación en el corto y mediano plazo.

Los programas de ahorro y uso eficiente de la energía que se incorporaron en el presente informe han sido y serán objeto de estudio permanente en el análisis

de la demanda. Es necesario avanzar y profundizar en el conocimiento y en la elaboración y desarrollo de las políticas de ahorro y uso eficiente hacia el interior de cada uno de los sectores demandantes: residencial, industrial, comercial, servicio público, transporte, etc. Esta tarea se nutrirá en gran medida de los estudios y propuestas que se elaboran en las áreas específicas de la Secretaría de Planeamiento Energético Estratégico, particularmente a la luz del proyecto de construcción del Balance de Energía Útil de Argentina.

Otro factor importante a considerar es el análisis de las implicancias ambientales de los escenarios evaluados.

Entendemos que otro punto importante es avanzar hacia una participación activa de otras áreas del Estado Nacional, de las provincias y de otros actores calificados en el proceso de prospectiva y construcción de escenarios. La participación ciudadana, a través de mecanismos apropiados y bien implementados, permitirá avanzar en análisis más complejos, amplios y que reflejen las distintas alternativas futuras de la evolución del sector.

Otras áreas de análisis son la problemática del cambio tecnológico a desarrollarse en los próximos años, entendiendo que este factor tiene una incidencia significativa tanto en el nivel de la demanda como en el de la oferta de energía, sobre todo en el mediano y largo plazo para profundizar la viabilidad y el impacto del empleo en los escenarios. Explorar en el campo de la integración regional los impactos y resultados de diferentes posibilidades de complementación, tanto en el nivel de los recursos energéticos como de la tecnología, también queda como asignatura pendiente para el futuro próximo.

Respecto de la dimensión económico-financiera, resulta de importancia también avanzar en estudios relativos a las inversiones y gastos de los diferentes subsectores energéticos, conforme los distintos escenarios que se realicen. De esta forma se podrá contar con elementos para planificar diferentes alternativas de financiamiento para dichos requerimientos, ya sea con la generación de recursos propios o la obtención de éstos a través de terceros.

Asimismo, se deberá avanzar en las vinculaciones entre las proyecciones energéticas y su impacto en el funcionamiento del resto de la macroeconomía, así como en la evaluación de la consistencia entre los requerimientos de recursos del sector energético y los del resto de los sectores productivos y del Estado, de manera que el insumo energético acompañe y contribuya al crecimiento de la economía y al bienestar de la sociedad.