

Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2040

FARN - UNICEN

1. Introducción

Con el objetivo de promover el desarrollo sustentable reflejado en la Agenda 2030 de los Objetivos de Desarrollo Sustentable (ODS), el presente Escenario Energético presentado por FARN y UNICEN intenta abordar proyecciones para el desarrollo energético de nuestro país con una mirada integral que contemple no sólo la viabilidad técnico-económica de los recursos energéticos y las tecnologías consideradas, sino también las implicancias sociales, económicas y ambientales que traen aparejadas la explotación de esos recursos y el uso de las tecnologías, y que resultan vitales a la hora de la toma de decisiones para la necesaria transformación del sector energético en nuestro país.

Los **combustibles fósiles**, la energía **hidroeléctrica** de gran escala, la energía **nuclear** y las tecnologías para su extracción, transformación y aprovechamiento tienen consecuencias sociales, económicas y ambientales que no contribuyen al desarrollo sustentable. Se sabe que las inversiones en proyectos que requieren grandes obras de infraestructura y grandes capitales, como son los proyectos de explotación de hidrocarburos, de construcción de centrales nucleares y de grandes represas hidroeléctricas, son necesariamente de largo aliento, y por lo tanto son decisiones que dejan al país receptor de estas inversiones atrapado por décadas en esa infraestructura, y en el uso de esos recursos y sus tecnologías de transformación. De este modo difícilmente se pueda alcanzar una transición energética hacia una matriz más diversificada, descentralizada, basada en recursos autóctonos y renovables, y en línea con los Objetivos de Desarrollo Sustentable y con el Acuerdo de París sobre cambio climático.

En el presente escenario se decide no invertir en nuevos desarrollos en materia de energía nuclear, en grandes represas hidroeléctricas, ni en la explotación de hidrocarburos, incluidos los no convencionales. A lo mencionado en relación al “encierro” tecnológico, se agregan los daños ambientales, incluidas las emisiones de gases de efecto invernadero, el alto grado de concentración económica asociado, y los altos niveles de conflictividad social que muchos de esos emprendimientos conllevan.

Por otro lado, los conocimientos y tecnologías disponibles al día de hoy pueden ser de gran atractivo para el desarrollo energético. Tal es el caso de la producción de biocombustibles y las tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica en baterías de litio. Sin embargo, desde una visión más integral, es muy importante tener en cuenta que aumentar la producción de **biocombustibles** implicaría también una competencia directa con la producción de alimentos, retroalimentando el incremento de los precios y atentando contra la seguridad alimentaria, o bien generando un incentivo para la expansión de la frontera agropecuaria a expensas de ecosistemas que brindan servicios vitales, entre ellos los bosques nativos y los humedales. Es por eso que este escenario sólo considera un incremento marginal de la producción de biocombustibles que no altera la producción de alimentos ni la superficie sembrada actualmente de los cultivos utilizados.

Por su parte, las tecnologías de **almacenamiento con litio** utilizadas en la movilidad eléctrica tienen su origen en la explotación de sales de este mineral que en nuestro país se ubican en territorios de pueblos originarios vulnerables al avasallamiento de sus derechos. Más aún, es importante considerar el modelo de consumo, ya que al igual que muchos recursos finitos, las reservas de litio se pueden agotar rápidamente si se busca un consumo intensivo de este mineral. Es por todo esto que el escenario FARN-UNICEN considera un desarrollo moderado de esta tecnología en el sector transporte, haciendo hincapié en el cambio modal a favor del transporte público en lugar de la movilidad individual. Con las limitaciones físicas del territorio en las ciudades, la necesidad de reducir la contaminación y ser más eficientes en el uso de la energía, hacia el año 2040 el uso de transporte público de pasajeros debería predominar sobre la movilidad de las personas en autos individuales. Dado que el

modelo utilizado en este ejercicio no permite introducir este cambio modal, se hacen algunas consideraciones para salvar esta limitación que se detallan en la sección correspondiente.

Finalmente el escenario planteado considera una gran penetración de las **energías renovables** hacia 2040, teniendo en cuenta los mismos criterios de sustentabilidad con los que se evalúan a las demás formas de energías. Es muy alentador que aun cuando se consideraron valores conservadores de penetración, las renovables pasan a ser la principal fuente de energía, descarbonizando la matriz eléctrica casi en su totalidad hacia el 2040. Para este año, la producción de energía eléctrica se realiza fundamentalmente a partir de energía eólica, energía solar fotovoltaica, incluida la utilizada en generación distribuida, y diversas formas de bioenergía, mientras que la generación con hidrocarburos queda limitada a centrales de cogeneración de muy alta eficiencia y a otras centrales termoeléctricas utilizadas únicamente como reserva de potencia firme.

2. Descripción de las medidas y supuestos adoptados en el escenario FARN-UNICEN

Se describen a continuación las medidas y supuestos adoptados en el escenario FARN-UNICEN, haciendo previamente un breve repaso de las limitaciones del modelo.

2.1. Limitaciones del modelo

El modelo utilizado presenta varias limitaciones, algunas de las cuales afectan particularmente al escenario presentado por FARN-UNICEN. Estas limitaciones se resumen en los siguientes puntos.

En primer lugar se debe mencionar que el modelo utilizado da cuenta únicamente de los aspectos técnicos y económicos de los escenarios, con la única excepción de las

emisiones de gases de efecto invernadero generadas. Así, la posibilidad de diseñar un escenario que optimice todas las variables en juego en las tres dimensiones de la sustentabilidad, económica, social y ambiental, queda restringida. Los indicadores de sustentabilidad energética diseñados por fuera del modelo intentan suplir esta falencia, logrando el objetivo de manera parcial. Si lo que se busca es contribuir a los procesos de toma de decisiones que posicione al país sobre un sendero de sustentabilidad energética, y de desarrollo sustentable de forma más amplia, esa contribución será limitada si no se evalúan todos los aspectos ambientales, sociales y económicos de manera integrada a través de metodologías sólidas. Esta evaluación que permita robustecer los escenarios y la contribución que de ellos se espera queda pendiente para un futuro ejercicio.

En lo que respecta a la gestión de la demanda, se acordaron una cantidad de medidas posibles de eficiencia energética con grados de penetración predeterminados. Así quedó fuera de la consideración, por ejemplo, la posibilidad de incluir en el escenario medidas que apunten al cambio modal en el transporte. Visualizamos un escenario donde se intente promover el uso de transporte público en lugar de la movilidad particular a partir de políticas de fomento de medios de transporte como trenes, subtes y buses eléctricos. Más adelante se describen las medidas adoptadas en esta materia y la interpretación que debiera darse a estas medidas en este escenario.

En cuanto a la oferta energética, el modelo utilizado no contempla las mejoras esperables en el futuro de los rendimientos de las tecnologías para la producción de energía a partir de fuentes renovables, manteniendo rendimientos constantes a lo largo del ejercicio. Aunque sí lo hace para tecnologías de generación de energía eléctrica que utilizan combustibles fósiles.

En la misma línea, el modelo tampoco tiene en cuenta la previsible reducción de los costos de inversión de las energías renovables, siguiendo las llamadas “curvas de aprendizaje”, lo que penaliza a aquellos escenarios que, como el de FARN-UNICEN, promueven el uso de estas tecnologías.

Por último, el modelo no contempla los costos reales de la producción de gas natural y petróleo, en particular de los no convencionales, tomando en su lugar el precio de

estos energéticos, con lo cual queda distorsionada la comparativa entre las distintas fuentes de energía, ya que como se sabe, los precios pueden incluir incentivos de distintos tipos para la promocionar o desalentar el uso de un recurso energético determinado.

2.2. Gestión de la Demanda de Energía

A continuación se detalla el grado de penetración seleccionado para cada una de las medidas de eficiencia energética propuestas por el MINEM y contempladas en este ejercicio, acompañado de una breve justificación:

- **Recambio de calefones a calefones sin piloto**

Opción seleccionada: D (Reemplazo al año 2030 del 100% de los Calefones Totales).

De acuerdo a la Asociación Nacional de Defensa del Consumidor¹, la vida útil promedio de un calefón es de diez años y la de un termotanque es de cinco años. Esto implica que aún los hogares que hayan adquirido un calefón convencional (con piloto) en el año de inicio del ejercicio, es decir en el año 2017; antes del año 2030, deberán comprar un equipo nuevo, que será sin piloto. El hecho de que cada equipo que se compre durante el período sea sin piloto se lograría gracias al impulso que brindaría una normativa nacional que prohíba la venta de termotanques y/o calefones con piloto.

- **Agua caliente sanitaria en base a energía solar térmica (calefones solares)**

Opción seleccionada: D (Con política de fomento - 250.000 calefones por año).

Para estimar el número de calefones solares que se incorporarían al stock nacional cada año se partió del número de hogares en el país. Luego se tomó el número de hogares que pertenecen a los tres deciles de mayores ingresos y

¹ <http://www.protectora.org.ar>

dentro de estos a las casas y no a los departamentos, y a su vez a las que están ubicadas en provincias con un nivel de radiación solar por encima de la media nacional. Se supuso que el 100% de estos hogares instalarán un equipo al año 2040. Estimando una tasa de recambio constante para cada año se obtiene un valor de más de 250.000 calefones solares instalados anualmente, lo que permite elegir la opción D.

- **Mejoras en la Envolvente Térmica. Tanto en Residenciales como en Comercial y Público**

Opción seleccionada: D (Política de Fomento. Anualmente, el 2% de los edificios mejora en un 50% su aislación).

Se realizó la estimación únicamente para el sector residencial. A partir de considerar que es muy difícil que una vivienda existente mejore su aislación, debido a los altos costos que esto implica, se supuso que las nuevas viviendas que se construyan año a año serán las que cuenten con una aislación más eficiente. Partiendo de la proyección de hogares para el período considerado, se calcularon las viviendas que serán construidas anualmente en el país. Se consideró que el total de las viviendas nuevas tendrían una aislación 50% más eficiente. Así se obtuvo el porcentaje de viviendas que anualmente mejorarían 50% su aislación y calculando el promedio de estos valores anuales se obtuvo que en el período analizado un 2% de las viviendas de Argentina mejoren año a año en un 50% su aislación, lo que lleva a elegir la opción D.

- **Cambio en modos de Calefacción - Gas Natural por Bombas de Calor**

Opción seleccionada: D (Política de fomento. Al año 2040 un 60% de hogares cambia su modo de calefacción)

La medida de instalación de bombas de calor fue considerada más factible que la de mejoras en la envolvente térmica de las viviendas, por ser un fenómeno que está ocurriendo con fuerza desde hace varios años, debido que a los

costos de diseñar o ampliar la instalación de gas son altos y a que estos equipos también cumplen el doble objetivo de refrigerar y calefaccionar.

En forma similar a las medidas anteriores, se inició una estimación desde el total de hogares en el país, pero en este caso separando el número de hogares que pertenecen a las provincias donde debido al clima no la calefacción no es prioritaria: Misiones, Corrientes, Santiago del Estero, Chaco y Formosa. Posteriormente, se calculó el número de hogares ubicados en zonas que sí requieren calefacción, excluyendo el 30% de hogares de menores ingresos. Finalmente se supuso que al año 2040 el total de esta muestra de hogares considerada realizaba el cambio de calefacción a bombas de calor, se supuso que este cambio va dándose en forma escalonada desde el inicio del periodo analizado por el escenario hasta el final.

- **Autos Eléctricos**

Opción seleccionada: C (40% de autos eléctricos al 2040).

Frente a las limitaciones del modelo en cuanto a medidas de la demanda destinadas a mejorar las formas de movilidad, avanzando hacia soluciones más sustentables como es el transporte público. En este sentido se decidió adoptar la opción C para esta medida, pero considerando que este cambio hacia movilidad eléctrica debe ser interpretado como la incorporación de autobuses eléctricos equivalentes a la misma cantidad de personas y kilómetros recorridos que moverían esa cantidad de autos eléctricos particulares. Este cambio modal no sólo tiene mejoras ambientales por la reducción de emisiones de GEI y otros contaminantes perjudiciales para la salud, sino también una reducción considerable en el uso de litio² que implica el

² **Algunos problemas que ocasiona la extracción de Litio hoy en Argentina:**

Conflictos sociales

Resistencia y movilización de comunidades locales que demandan una mayor participación en las decisiones vinculadas a los proyectos, o se oponen a los mismos porque atentan contra su forma de vida tradicional. Estos conflictos se ven manifestados en corte de rutas, o en recursos judiciales por ej. medidas cautelares para detener los proyectos (Ej. Salinas Grandes y Laguna de Guayatayoc presentó una demanda en la Corte Suprema de Justicia de la

crecimiento de los autos eléctricos particulares. A partir de los valores estimados de viaje en uno u otro modo de transporte se puede afirmar que teniendo en cuenta la relación entre pasajeros, consumo de litio y consumo de energía (kWh) por tipo de vehículo, el porcentaje de litio consumido por la misma cantidad de personas desplazándose en buses eléctricos urbanos en el año 2040 sería del 14,5% con respecto al que se consumiría si viajaran en autos eléctricos particulares.

- **Autobuses Urbanos Eléctricos**

Opción seleccionada: C (Política de fomento - 100% de buses eléctricos al 2040)

El criterio utilizado en este caso fue considerar que el 100% de los colectivos del Área Metropolitana de la Provincia de Buenos Aires, y las capitales Santa Fe, Córdoba y Mendoza se reemplazarán por colectivos eléctricos para el año 2030. El stock de colectivos se obtuvo del Observatorio Nacional de Datos de

Nación y luego en la CIDH- Comisión Interamericana de Derechos Humanos reclamando los derechos de información y consulta previa; no tuvo sin embargo respuesta favorable a las peticiones de las comunidades)

Impactos ambientales

Uno de los principales problemas de la extracción de litio, que es minería de agua, se vincula con su escasez en una zona árida y el riesgo de que se mezcle el agua dulce con el agua salada o salmuera. A esto se suma que no hay estudios de base hidrológicos a nivel cuenca (abarca la superficie del Salar) que permitan hacer una buena evaluación del impacto de la extracción de agua y salmuera sobre el sistema hidrogeológico, que es frágil, y tiene escasez hídrica en la mayor parte del año.

Sería necesario evaluar el impacto los proyectos en la zona del triángulo del litio que permitan determinar distintos volúmenes de extracción de salmuera. El geólogo Díaz F. estima que por cada tonelada de litio que se extrae en el Salar del Hombre Muerto se evaporan cerca de dos millones de litros de agua. Esto afecta tanto al ecosistema como a las poblaciones locales asentadas en la región. Además, en la evaporación para la separación del litio como precipitado, quedan dispuestos en el medio otros compuestos que deben también gestionarse: magnesio, calcio, potasio y sodio entre otros (Gallardo S., 2011). Esto último comparado con la producción anual actual de litio argentino sería igual a 80 mil millones de litros de agua.

Pérdida de cultura alto-andina

Las comunidades en algunos salares viven de la pequeña agricultura y ganadería, así como explotan en forma de cooperativa la sal (caso Salinas Grandes) para uso comercial. El riesgo a la pérdida del agua o de la salinización de las fuentes de agua dulce, puede generar cambios en las formas de vida de las comunidades de la zona, incluyendo mayor migración a ciudades más grandes y pérdida de valores culturales de comunidades Kollas y Atacamas de la zona.

Transporte³, que pertenece al Centro Tecnológico de Transporte, Tránsito y Seguridad Vial de la Universidad Tecnológica Nacional. Para el caso de las capitales mencionadas, el número de colectivos en funcionamiento en las mismas se estimó como el 80% de los colectivos existentes en toda la provincia correspondiente, dado que los datos no discriminan por ciudad.

Posteriormente se calculó qué porcentaje representan dichos vehículos de la flota de colectivos total de Argentina, obteniéndose un 73% aproximadamente. Estimando que la tendencia de recambio a colectivos eléctricos continúe extendiéndose al resto de las provincias y en el interior de la provincia de Buenos Aires, para el año 2040 se alcanzaría el valor que representa la alternativa C, un 100% de buses eléctricos.

Ahorros generados por las medidas

Las medidas de eficiencia adoptadas en este escenario generan cambios en el consumo de los distintos recursos energéticos. En algunos casos, las medidas pueden generar ahorros de combustibles y al mismo tiempo un incremento en el consumo de energía eléctrica, como por ejemplo el caso de los autos eléctricos o las bombas de calor domiciliarias. Es por eso que la combinación más eficiente en términos energéticos, económicos, y de otros aspectos ambientales y sociales, no siempre resulta de la implementación conjunta de todas las medidas de eficiencia en su máximo potencial. Aquí se ve nuevamente la necesidad imperiosa de un análisis integral del escenario.

A continuación se muestran los ahorros de electricidad, gas natural, nafta y gas-oil obtenidos con las medidas de eficiencia energética adoptadas por el escenario presentado por FARN-UNICEN.

³ ondat.fra.utn.edu.ar/

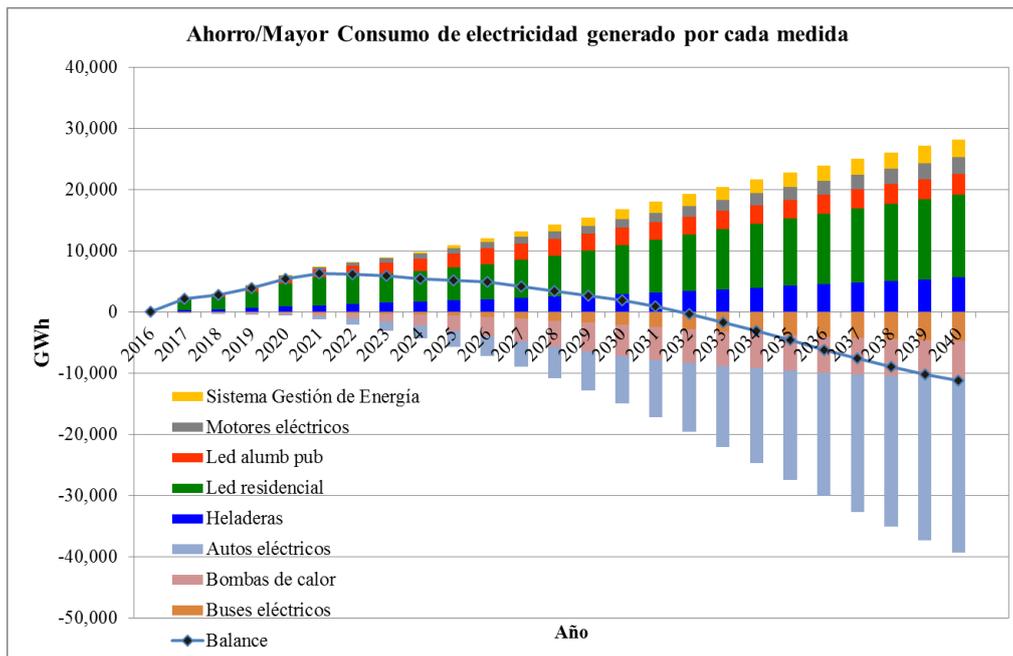


Figura 1. Ahorro de energía eléctrica de las diferentes medidas de eficiencia energética adoptadas en el escenario, en GWh

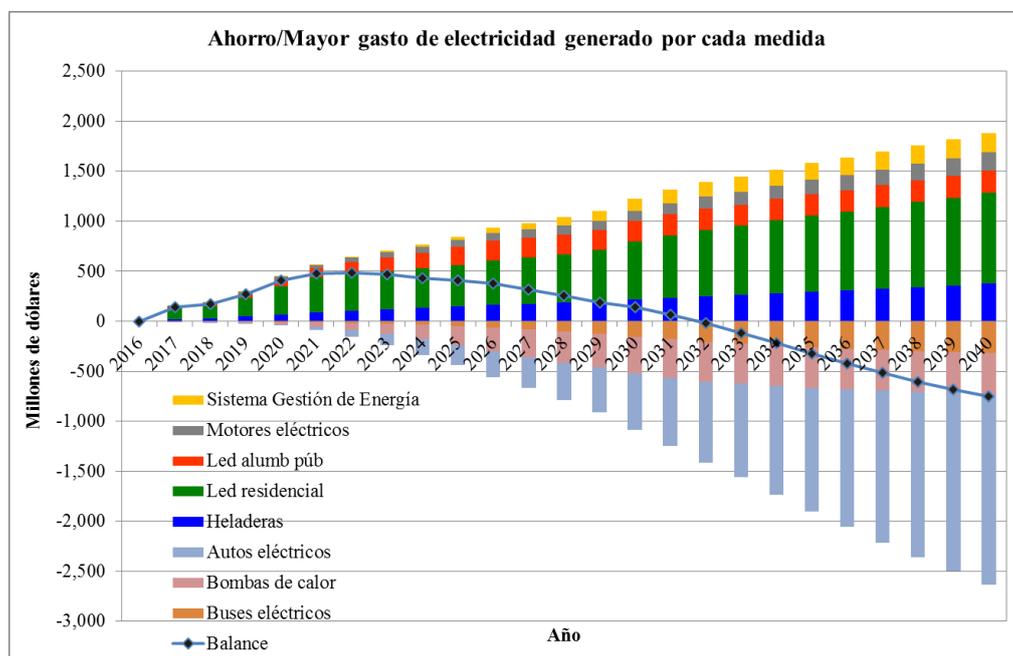


Figura 2. Ahorro de energía eléctrica de las diferentes medidas de eficiencia energética adoptadas en el escenario, en US\$

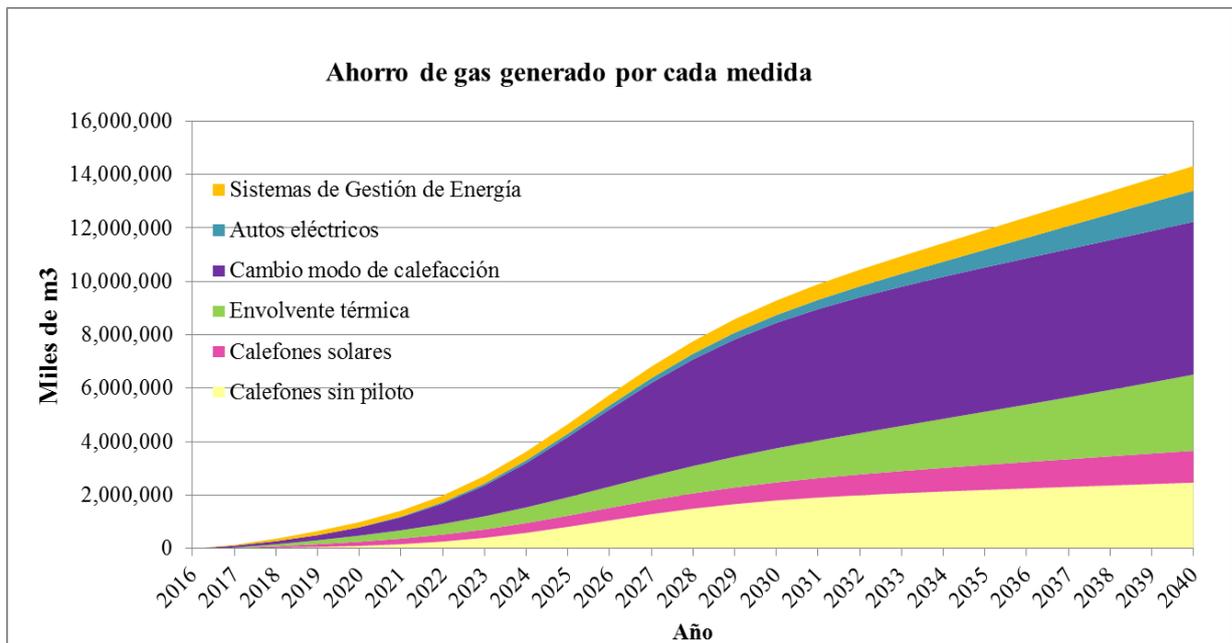


Figura 3. Ahorro de gas natural de las diferentes medidas de eficiencia energética adoptadas en el escenario, en m³

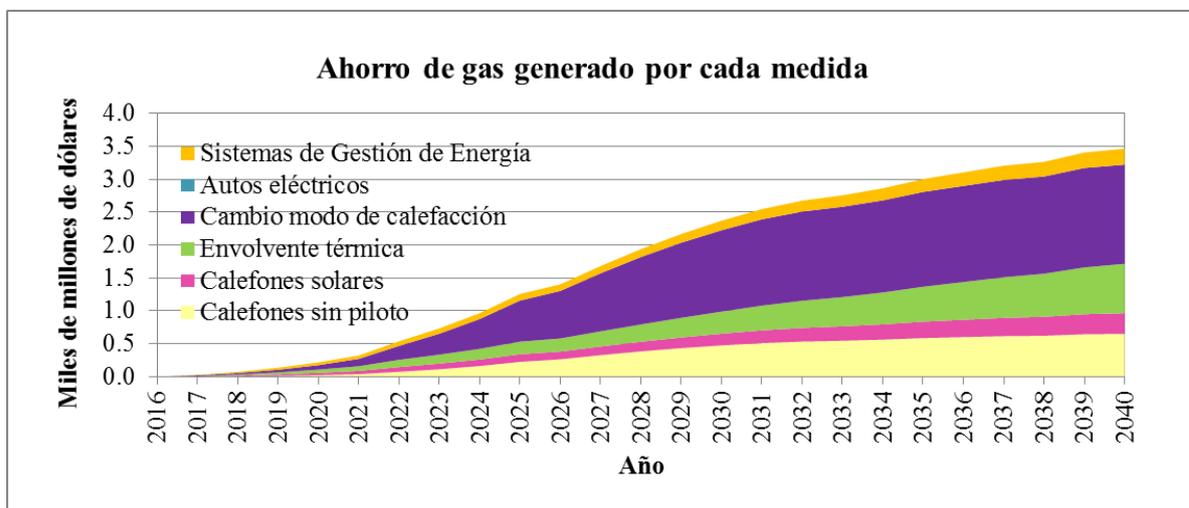


Figura 4. Ahorro de gas natural de las diferentes medidas de eficiencia energética adoptadas en el escenario, en US\$

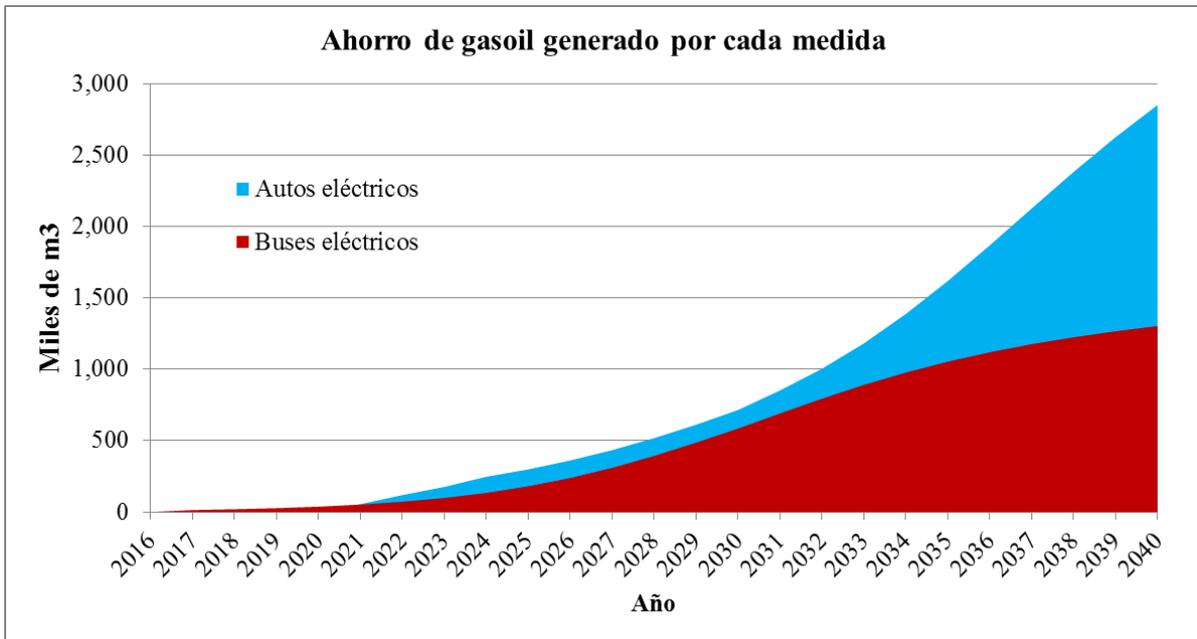


Figura 5. Ahorro de gas-oil de las diferentes medidas de eficiencia energética adoptadas en el escenario, en m³

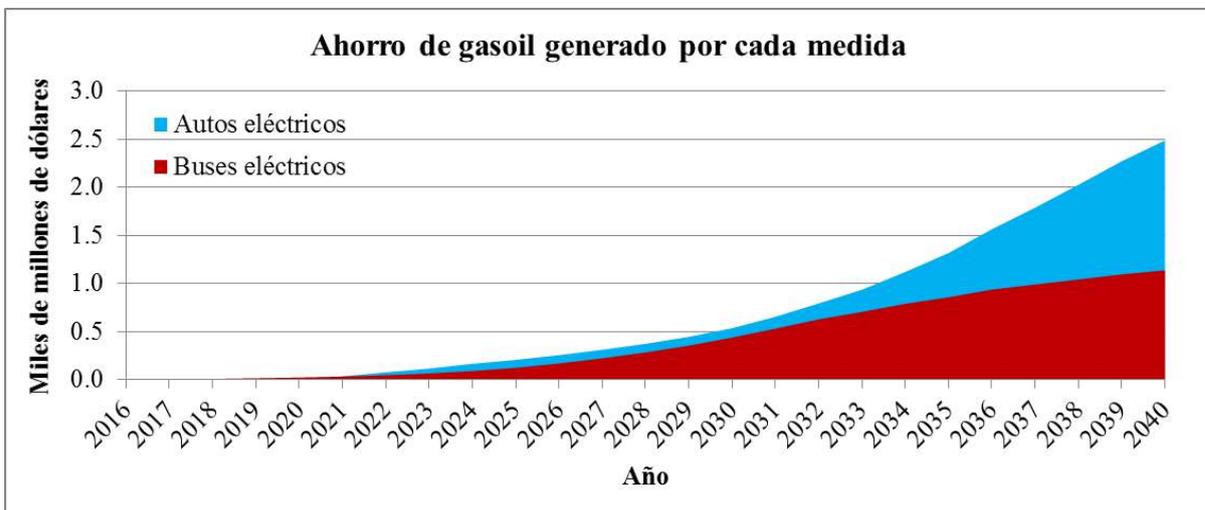


Figura 6. Ahorro de gas-oil de las diferentes medidas de eficiencia energética adoptadas en el escenario, en US\$

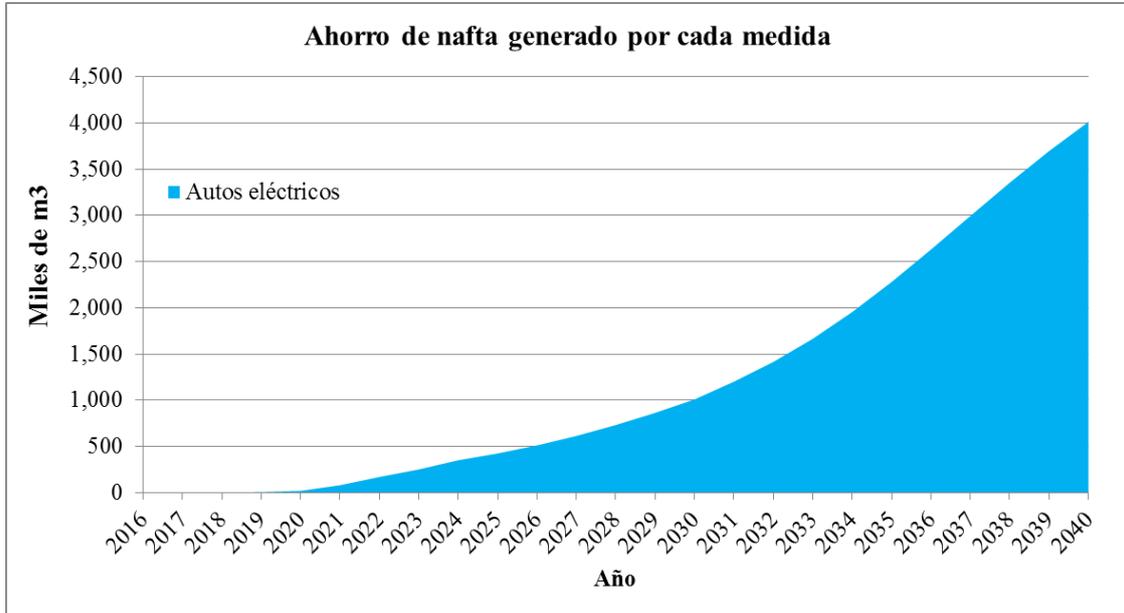


Figura 7. Ahorro de nafta de las diferentes medidas de eficiencia energética adoptadas en el escenario, en m3

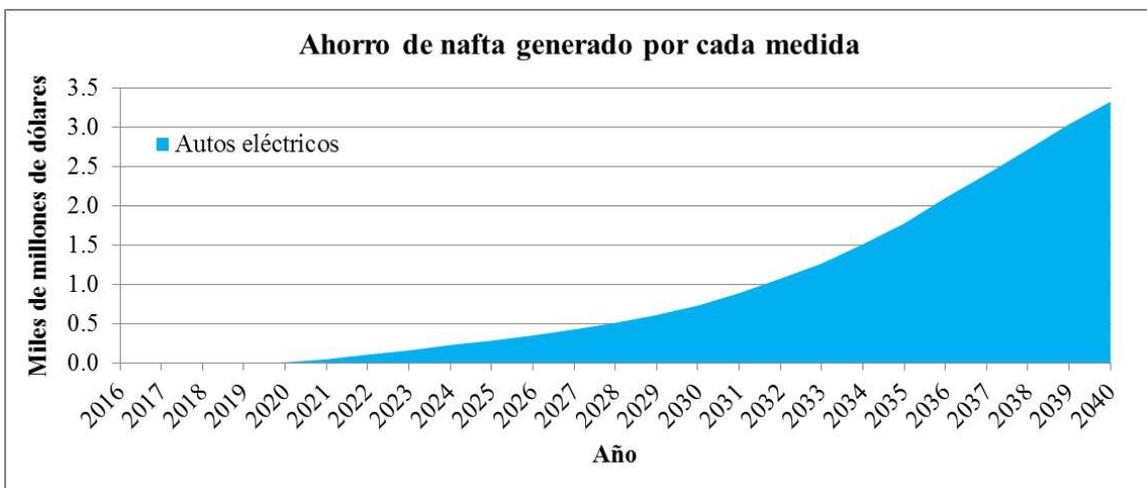


Figura 8. Ahorro de nafta de las diferentes medidas de eficiencia energética adoptadas en el escenario, en US\$

2.3. *Gestión de la Oferta de Energía*

A continuación se detallan brevemente los supuestos adoptados y las distintas medidas que hacen a la oferta de energía tanto primaria como de energía eléctrica:

- **Parque Actual**

Para las centrales térmicas, el escenario contempla una vida útil de 25 años y luego un “revamping” cada 8 años.

En escenario FARN-UNICEN se consideró adoptar:

- Ciclos Diesel y Turbinas de vapor: ningún revamping. Estas centrales de baja eficiencia serán las primeras en salir de servicio a medida que su vida útil llegue a su fin.
- Turbina de Gas: se toman los revamping que sean necesarios para llevar su vida útil hasta el final del escenario. Estas centrales que funcionan bajo la modalidad de despacho “Running Cost” dejan de marchar a medida que se incorpora potencia renovable en el escenario, pero es necesario mantenerlas operativas para garantizar el margen de reserva.
- Ciclos combinados: dos revamping. Se mantienen los ciclos combinados de alto rendimiento mientras el parque térmico siga generando energía eléctrica, para luego ir saliendo de servicio a medida que el parque eléctrico se hace “renovable” y las turbinas de gas quedan sólo para sostener el margen de reserva.

Para las demás tecnologías del parque actual se acordó una vida útil como se detalla a continuación:

- | | |
|---------------------------|---------|
| • Solar Fotovoltaica (FV) | 25 años |
| • Biogás (BG) | 25 años |
| • Eólica (EO) | 25 años |
| • Biomasa (BM) | 30 años |
| • Hidroeléctricas (HI-HR) | 60 años |

- Nuclear (NU) 40 años
- Residuos sólidos urbanos (MSW) 30 años

- **Proyectos Predefinidos**

Se determina el año de salida y de entrada de los proyectos que se encuentran aprobados para su ejecución, o incluso con algún grado de avance en su ejecución.

El año de salida para todos estos proyectos se consideró posterior al año 2040. Para los proyectos predefinidos que no se desean incluir en el escenario, no se coloca año de ingreso.

Fueron excluidas todas las centrales hidroeléctricas con una potencia superior a 100 MW, las centrales nucleares previstas por el Ministerio de Energía, y otros proyectos que por sus características no se ajustan a las premisas adoptadas para este escenario.

Es importante aclarar que para algunos de los proyectos que quedan fuera, el modelo penaliza al escenario con un porcentaje del costo de la inversión en concepto de multa, a pesar de no ejecutar el proyecto, debido a que existen contratos firmados y acuerdos preexistentes.

Se dejaron afuera los siguientes proyectos predefinidos:

- Central Hidroeléctrica Chihuido I
- Central Hidroeléctrica Condor Cliff
- Central Hidroeléctrica La Barrancosa
- Ampliación Central Hidroeléctrica Yaciretá
- Central Hidroeléctrica Aña Cuá
- Central Térmica Río Turbio

- **Plan de Obras**

Para las energías renovables se decidió llegar al año 2025 con los 10 GW planteados como meta por el Gobierno Nacional, objetivo para el cual se ha lanzado el programa Renovar.

Para el período 2025-2040, se planteó llegar al máximo del potencial de cada recurso, tomando como referencia el documento elaborado en el marco de la Planificación Energética llevada adelante entre 2009 y 2011⁴, al cual se le realizaron algunos ajustes y actualizaciones.

1. Energía Eólica

Dicho trabajo realiza una estimación detallada del potencial eólico de nuestro país, llegando a un potencial posible de instalar en el corto-mediano plazo de:

Provincia	Ocupación		2 % Sup Disponible			
	# Celdas	% Prov.	MW _{medios}	# Turbinas	MW _{instal}	km ²
Santa Cruz	109	82%	25.884	20.438	61.314	4.645
Chubut	101	92%	21.094	18.931	56.793	4.303
Río Negro	26	29%	4.961	5.577	16.731	1.268
Neuquén	21	40%	3.793	3.960	11.880	900
Buenos Aires	5	4%	683	913	2.739	208
Tierra del Fuego	1	5%	23	33	99	8
Total general	263		56.438	49.852	149.556	11.330

Tabla 1 - Potencial Eólico

El área disponible tiene en cuenta la calidad y cantidad del recurso eólico, las características topográficas del terreno, y la proximidad a las líneas de transmisión.

Para este escenario se consideró utilizar sólo un 1,65% de la superficie disponible. Además se consideraron las limitaciones en las líneas de transmisión para el transporte de energía producida en la Patagonia que impone el modelo: 6 líneas en CC de 1000 MW para el período 2016-2030 y 6 líneas más para 2030-2040.

2. Energía Solar

El trabajo utilizado como base también realiza un análisis detallado de las mejores zonas del país dónde instalar paneles fotovoltaicos. Determina

⁴ Proyecto CE 0030/EN – 05. Fuentes Renovables del 30 de junio de 2010

una serie de regiones en diferentes provincias que cumplen con la condición de irradiación solar media anual mayor a 5 kWh/m² día. Utilizando los datos de usos de suelo de Argentina se estima que el 6% del territorio podría ser aprovechable para proyectos de energía solar fotovoltaica, pero para las zonas analizadas que son en gran parte cordilleranas, se baja este porcentaje a 5%, debido a las características del terreno. De la superficie resultante a su vez el trabajo considera que sólo el 10% de esta superficie resultante podría ser aprovechable. A continuación el detalle:

Región	Fotovoltaica ¹³⁰	
	Potencia (MWp)	Energía Anual ¹³² (GWh)
NOA	3.758	6.585
Cuyo	1.292	2.264
Centro	1.077	1.888
NEA	938	1.643
Litoral	608	1.065
Comahue	388	679
Total	8.061	14.123

Tabla 2 - Estimación del Potencial de Energía Solar Fotovoltaica

Para el presente análisis se incrementó el porcentaje de superficie aprovechable de 10% a 20%, teniendo en consideración trabajos previos realizados en la Facultad de Ingeniería de la UNICEN. Por lo que la potencia instalada podría duplicarse, llegando a 16 mil MW. A este valor debe restársele los proyectos ya incluidos como predefinidos, quedando una potencia a instalar para el Plan de Obra de 14,3 mil MW.

3. Pequeños Aprovechamientos Hidráulicos

Para los PHA se tomó el potencial estimado por el BID en un estudio realizado para el Ministerio de Energía en el año 2015⁵.

Provincia	Potencia (MW)	Generación (MWh/año)	Cantidad de Aprovechamientos
Catamarca	6	30.620	8
Chubut	38,9	152.540	4
Córdoba	70	122.592	12
Entre Ríos	29	116.100	2
Jujuy	0,1	241	1
La Pampa/Río Negro	103	620.000	5
La Rioja	36,9	166.700	14
Mendoza	43,8	232.010	19
Misiones	70,6	228.600	15
Neuquén	59	286.846	32
Río Negro	9,6	9.005	2
Salta	87	434.543	13
San Juan	56	132.790	14
Santa Cruz	10,9	76.562	11
Santa Fe	10,4	41.600	1
Santiago del Estero	1	8.510	5
Tierra del Fuego	6,6	40.800	2
Tucumán	94,2	495.160	15
TOTAL	733,65	3.195.219	175

Tabla 3 - Pequeños Aprovechamientos Hidráulicos

4. Biomasa

Se utilizó el potencial informado en la 3ra Comunicación Nacional (Estudio de Potencial de Mitigación Biomasa y Biocombustibles de 2° y 3° generación con fines energéticos)⁶. Del potencial allí calculado como válido, se restó el ya instalado, los proyectos predefinidos, y el resto de la potencia hasta llegar al máximo del potencial se distribuyó en cada región

⁵ Estudio sobre pequeños aprovechamientos hidroeléctricos (PAH) - Proyecto de una NAMA - BID 2015. <https://publications.iadb.org>

⁶

<https://www.argentina.gob.ar/ambiente/sustentabilidad/cambioclimatico/comunicacionnacional/tercera>

según la proporción dada por la 3ra Comunicación Nacional, del año 2019 a 2040.

5. *Energía Solar Fotovoltaica Distribuida*

Se tomó la proyección de hogares utilizada en este ejercicio, de éstos se toma sólo el porcentaje correspondiente a tipo de vivienda: “casa”.

A su vez, de esta cantidad de casas se consideraron sólo aquellas en el Centro y Norte del país (lugares con mayor radiación solar anual), excluyendo también Capital Federal y Gran Buenos Aires, para ello se tomaron los datos del INDEC correspondientes al Censo del año 2010.⁷

De estas casas, además, sólo se tomó el 30% considerando los 3 deciles de población con mayor ingreso, que tendrían más facilidad de acceso a las instalaciones solares.

Para determinar la potencia a instalar en cada casa, se tomó el total del consumo domiciliario del año 2016 informado por CAMMESA⁸ y se lo dividió por la población total de ese año, con eso se consigue un consumo anual per capita, dividiendo por 365 se obtuvo el consumo promedio diario per capita. Tomando la media de personas por hogar según el Censo 2010 (INDEC) se calculó un consumo mensual por hogar medio. Considerando 4,5 hs de radiación solar por día se obtiene que la potencia media de cada instalación domiciliaria sea de 2,6 kW.

Se consideró que, de los hogares seleccionados, sólo se incorporará un porcentaje de estos anualmente a la red. Este porcentaje será creciente debido a diversos factores como mayor difusión de la tecnología, mejores precios, etc., alcanzando al año 2040 a un 10% del total de hogares del país. Afectando esta cantidad de hogares por la potencia media por hogar, se obtuvo la potencia anual a instalarse de energía solar fotovoltaica distribuida. Llegando al año 2040 con 5.200 MW instalados.

⁷ <https://www.indec.gov.ar>

⁸ www.cammesa.com

6. *Energía a partir de Biogás de RSU*

Para la estimación del potencial de generación eléctrica a partir de biogás de rellenos sanitarios, se tomaron las ciudades de más de 100.000 habitantes por cuestiones técnicas y económicas descritas en estudios previos de la Facultad de Ingeniería de la UNICEN. Considerando los datos del INDEC de Proyecciones por departamento (INDEC) - Población estimada al 1 de julio de cada año calendario por sexo, según partido. Años 2010-2025 (https://www.indec.gob.ar/nivel4_default.asp?id_tema_1=2&id_tema_2=24&id_tema_3=119)

Para la proyección de crecimiento del año 2025 al 2040 se tomó la proyección dada en la planilla de escenarios para el total de la población.

De cada ciudad de más de 100 mil habitantes se calculó la energía anual consumida: considerando el mismo dato que para la Energía Solar Fotovoltaica, es decir, el consumo domiciliario informado por CAMMESA para el año 2016 – ver Informe Anual 2016 CAMMESA- dividido por el total de población en el mismo año, obteniendo así un consumo per cápita promedio, multiplicando este por la cantidad de habitantes de cada ciudad se determinó el consumo anual de cada una.

Según el estudio mencionado, con los residuos sólidos urbanos generados en una ciudad, ésta puede generar aproximadamente el 1% de la energía residencial que consume. Tomando este índice, se determinó la energía posible de generar para cada una de estas ciudades analizadas.

Luego se llevó el consumo anual de energía (GWh/año) a potencia instalada por año, dividiendo por la cantidad de horas por año, y por un factor de disponibilidad de la planta de generación de 0,8. Llegando a 2040 con 74 MW de potencia instalada.

Se consideró sumar a partir del año 2019, 5% del potencial los primeros dos años, y luego 10% por año hasta llegar al año 2030 con el 100% del potencial estimado, luego se suman hasta el 2040 la potencia adicional debido al aumento anual de la población.

7. *Energía a partir de Biogás de ARI*

Se consideró la producción en toneladas anuales de cada sector agroindustrial desde el año 1990 al año 2017 según lo utilizado en la 3ra Comunicación Nacional⁹ y completado con lo informado por el INDEC¹⁰.

Se proyectó el crecimiento de cada una al año 2040 relacionándolo con el crecimiento del PBI (datos utilizados para este ejercicio). Se realizó una correlación logarítmica para cada caso, tal cual lo realizado en la 3ra Comunicación Nacional.

Una vez calculada la producción proyectada hasta el año 2040, se estimaron los m³ de efluentes generados por cada sector, utilizando los factores usados en la 3ra Comunicación Nacional de m³ de efluentes/ton producción (un factor por tipo de industria). Esta cantidad de efluentes se afectó por el coeficiente DQO (Demanda Química de Oxígeno) que determina la Materia Orgánica Degradable en kg por cada m³ de efluentes (kgCOD/m³), se utilizaron coeficientes específicos para cada industria. Luego este valor se multiplica por el factor de emisión de CH₄ (kg CH₄/kg COD), igual para todos los sectores.

Así se obtuvieron a las emisiones anuales de metano de cada sector. Afectando las mismas por un factor de disponibilidad de los efluentes que depende de cada sector, y a su vez por un factor de captura que depende de la tecnología utilizada para la captura del gas (se tomó 0,8), se obtuvo la cantidad de metano disponible para generación eléctrica.

Multiplicando por el poder calorífico del metano, y por la eficiencia térmica de la tecnología de generación de energía eléctrica utilizada (se tomó 35%), se obtuvo la energía posible de producir año a año para cada sector (MWh/año).

Con las horas anuales y el factor de disponibilidad de la planta de generación de 0,8 se obtuvo la potencia en MW posible de instalarse para cada sector. Llegando al 2040 con casi 700 MW.

⁹ 3° Comunicación Nacional - Inventario de Gases de Efecto Invernadero de la República Argentina – Año 2012 Sector Residuos Emisiones de CH₄ de Aguas Residuales Industriales

¹⁰ EPI – Estadísticas de Productos Industriales, Marzo 2018

Se distribuyó el ingreso de potencia llegando al 2030 con el 100% de potencial instalado. Luego hasta el 2040 se adicionaron los aumentos anuales por el incremento de la producción.

8. *Almacenamiento*

Para determinar una posible incorporación de esta tecnología se tomó como base la potencia instalada para las principales fuentes renovables (solar fotovoltaica y eólica), con este valor se estimó un porcentaje al cual podría incorporársele almacenamiento a partir del año 2030. Asumiendo que esta tecnología poco difundida aun, pero que se encuentra en pleno desarrollo, llegará para ese entonces a estar disponible en el mercado. Se estimó llegar al año 2040 con un 1% del total de energías solar y eólica como potencia de almacenamiento.

9. *Geotérmico*

Para la estimación de la potencia geotérmica a instalar se consideraron los puntos mencionados en el Libro de Energía Geotérmica de la Secretaría de Energía de la Nación¹¹, como posibles fuentes de generación de energía eléctrica, y para estimar su potencial se utilizaron los datos contenidos en el informe sobre Planificación Energética¹² antes mencionado.

10. *Proyectos Hidroeléctricos (Plan de Obras)*

Se propone realizar sólo los proyectos menores a 100 MW de potencia instalada. Con excepción del proyecto “La Helena”, que pese a cumplir este requisito se decide no incluir en el Plan de Obras.

¹¹ https://www.energia.gov.ar/contenidos/archivos/publicaciones/libro_energia_geotermica.pdf

¹² Proyecto CE 0030/EN – 05.Fuentes Renovables del 30 de junio de 2010

11. Cogeneración

Se tomó el consumo de los Grandes Usuarios (GUMA)¹³ del año 2016, y en base a este valor se proyectó el aumento de consumo para el periodo 2017-2040, siguiendo el mismo % de incremento utilizado en la planilla Excel de escenarios para el consumo de la industria. Se estimó que para el año 2040 se podría llegar a un 25% de cogeneración de este total consumido, teniendo una incorporación de potencia gradual año a año.

Para definir las regiones donde estará localizada esta potencia se utilizaron los datos del año 2016 publicados por el Ministerio de Energía de Consumos por provincia.

12. Turbinas de Gas

Por ultimo resulta necesario incorporar 8.900 MW de Turbinas de Gas con el solo fin de asegurar el Margen de Reserva para los últimos años del ejercicio. Las Turbinas no marcharan, la energía eléctrica generada por las fuentes renovables consideradas será suficiente para abastecer la demanda, pero debido a su bajo Capacity Credit, no aportan significativamente al margen de reserva, por lo que es necesario sumar las TG como back-up para garantizar cumplir con el objetivo de margen de reserva fijado.

Gestión de combustibles fósiles y biocombustibles

1. Biocombustibles

En lo que respecta a biodiesel, se decidió por un lado ir reduciendo las exportaciones de biodiesel paulatinamente para destinar esa cantidad al corte de combustible en el mercado interno, y por otro lado ir produciendo biodiesel a partir del poroto de soja que actualmente se exporta como tal. Esto lleva a un incremento en la producción y en el porcentaje de corte el cual alcanzaría el 26% a partir del año 2025, manteniendo ese nivel hasta el 2040. Esto implica pasar de utilizar el 24% de la producción de soja en 2017 a un 37% de esa

¹³ <http://datos.minem.gob.ar/dataset/anuarios-de-energia-electrica>

misma producción en 2040. De esta forma, no sólo se reducen por un lado las emisiones de GEI debido al uso del gas-oil derivado del petróleo, sino también se deja de importar este combustible, contribuyendo a equilibrar la balanza comercial, sin alterar la superficie sembrada de soja.

En cuanto al bioetanol, el escenario propone incrementar levemente la producción con el mismo fin de reducir emisiones de GEI y equilibrar la balanza comercial. En este sentido el porcentaje de corte se eleva de su valor actual hasta un 15% en 2025, manteniendo ese porcentaje hasta 2040. Esto lleva a destinar un porcentaje mayor de la producción de caña de azúcar y de maíz destinado a la producción de bioetanol, pasando del 24% al 40% y del 3% al 20% respecto de los niveles de producción actual de ambos cultivos, respectivamente.

2. Petróleo y Gas Natural

Se decidió usar el total de la producción de gas natural y petróleo convencional según las proyecciones decrecientes del ex Ministerio de Energía, y mantener los niveles de producción del gas natural y el petróleo no convencional constantes a los niveles del año 2018, es decir no aumentar los niveles de producción de no convencionales. El resto de combustibles fósiles necesario para abastecer la demanda se deberá importar.

3. Principales Resultados

Los resultados del ejercicio que queremos resaltar aquí son tres: la balanza comercial del sector, la matriz eléctrica y el uso de recursos energéticos renovables y diversificados, y las emisiones de gases de efecto invernadero.

3.1. Matriz Eléctrica y Energías Renovables

La potencia renovable instalada al fin del escenario, año 2040, presenta un crecimiento de 90 veces respecto de la potencia renovable instalada del año 2016. La diversidad de recursos energéticos renovables utilizados en el escenario se muestra en la Figura 9.

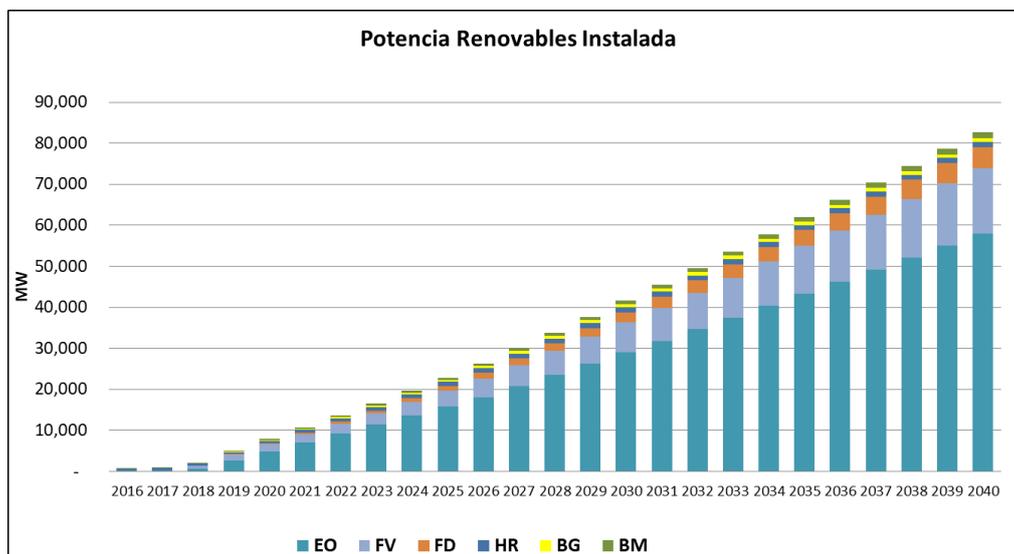


Figura 9. Potencia renovable instalada, en MW

Esta potencia instalada, genera un 84% de la energía eléctrica de fuentes renovables.

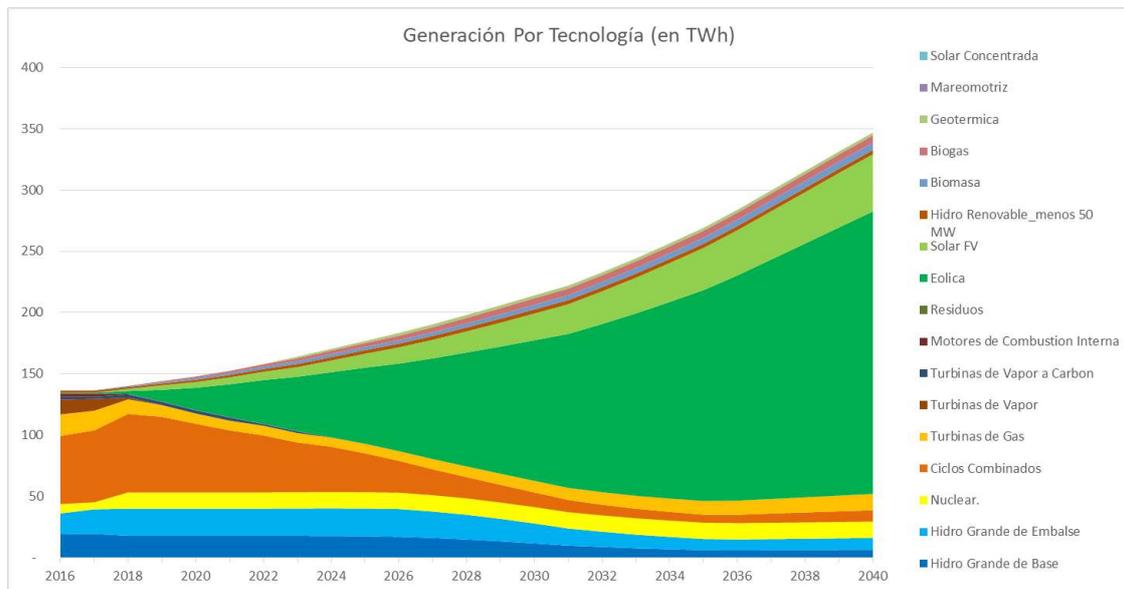


Figura 10. Energía eléctrica generada, en TWh

El consumo de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica presenta una marcada tendencia a la baja, debido a que el parque térmico que continua activo al año 2040 se mantiene sólo para garantizar el margen de reserva mínimo del 20%, con excepción de las plantas de cogeneración de alta eficiencia.

La disminución del uso de combustibles fósiles en la matriz de energía eléctrica es del 87% al 2040 respecto de los valores del año 2016.

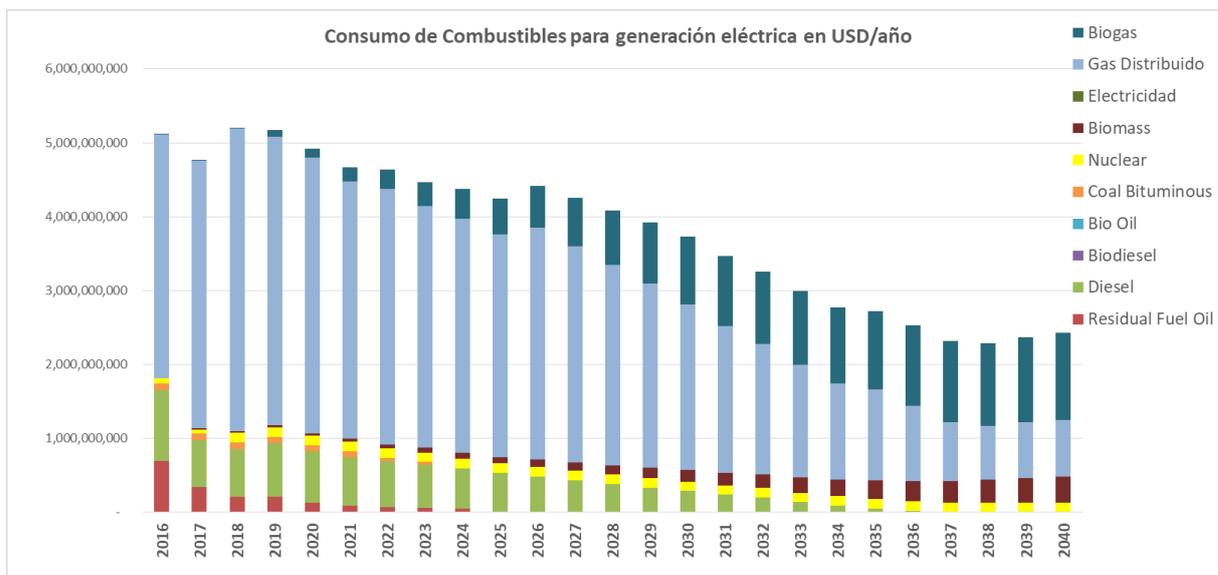


Figura 11. Consumo de combustibles para la generación eléctrica, en US\$

3.2. Emisiones de Gases de Efecto Invernadero

Uno de los objetivos centrales del escenario energético es reducir las emisiones de GEI con el fin de alcanzar los compromisos asumidos en el marco del Acuerdo de París. Como ya se dijo, la cantidad de medidas de eficiencia energética acordadas para este ejercicio son limitadas y eso no contribuye a lograr este objetivo. A pesar de las medidas de eficiencia energética adoptadas, de la alta penetración de energías renovables, el crecimiento poblacional y el consumo final asociado siguen arrastrando las emisiones totales de GEI del sector hacia arriba, como puede verse en la Figura 12.

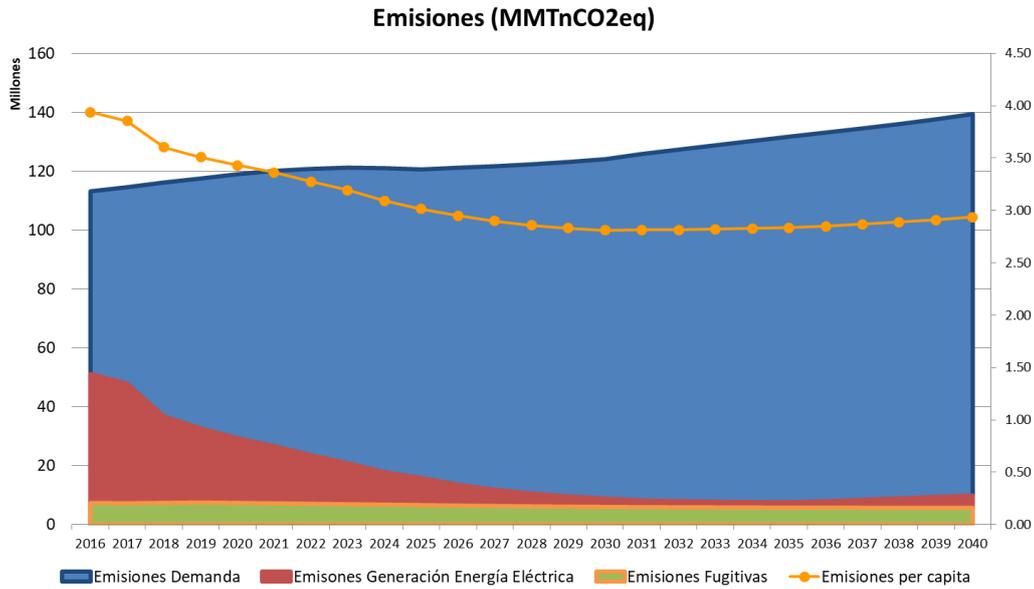


Figura 12. Emisiones totales de GEI del sector energético para el escenario, en tonCO₂

Cuando se observa la intensidad de emisiones tanto por unidad de energía primaria como por unidad de energía eléctrica producida (Figura 13), se puede ver un marcado decrecimiento en ambos indicadores, que muestra un uso más racional y eficiente por un lado, y una oferta de energía más baja en carbono por otro.

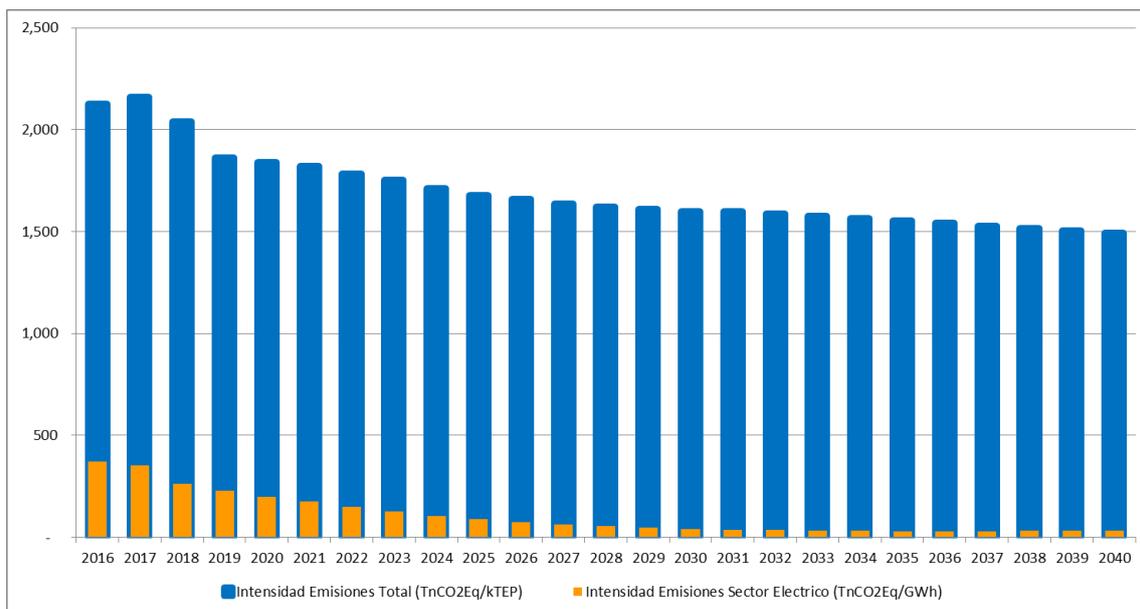


Figura 13. Emisiones de GEI por unidad de energía primaria (barras azules, eje izquierdo), y por unidad de energía eléctrica (barras anaranjadas, eje derecho)

3.3. Balanza comercial

El modelo utilizado genera la balanza comercial relacionada a la importación y exportación de hidrocarburos, pero no tiene en cuenta la posible exportación o importación de energía eléctrica, que también hace a la balanza comercial del sector. Los siguientes gráficos muestran la balanza comercial del escenario FARN-UNICEN considerando tanto hidrocarburos como energía eléctrica.

La Figura 9 muestra la Balanza Comercial en unidades de energía, incluyendo la exportación del excedente de la energía eléctrica que genera el escenario.

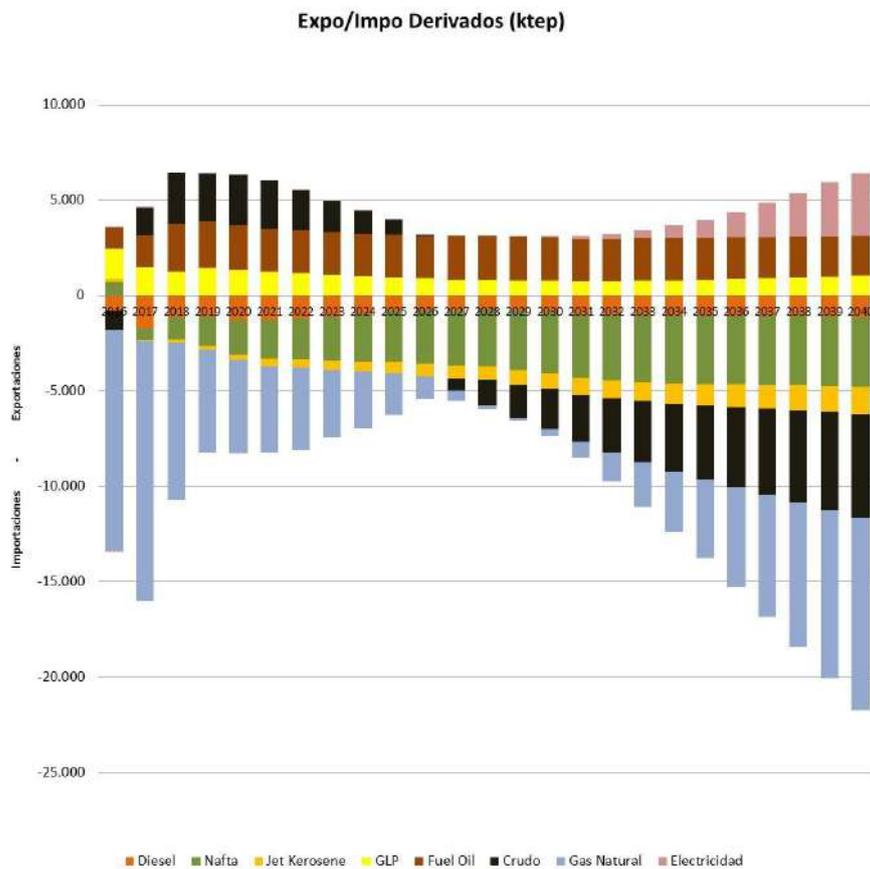


Figura 9. Balanza comercial del escenario, en ktep

La Figura 10 muestra la Balanza Comercial con precios de exportación de la energía eléctrica igual al costo medio de producción de esa energía. Este escenario más pesimista podría darse en caso de que el excedente de energía eléctrica se produzca en momentos en que los posibles países compradores no estén demandando esa energía.

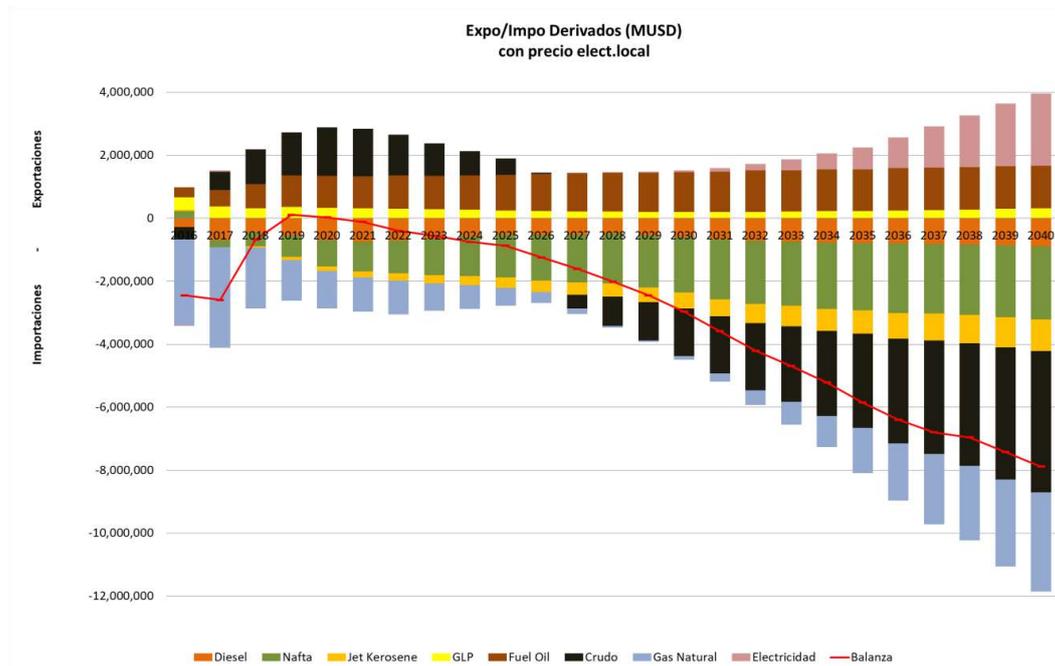


Figura 10. Balanza comercial del escenario con valores de exportación de energía eléctrica igual a su costo medio de producción, en US\$

En este caso, la Balanza Comercial será negativa a lo largo de todo el ejercicio.

Por último, la Figura 11 muestra la Balanza Comercial con precios de exportación de la energía eléctrica igual a los precios de importación asumidos para el escenario. Este escenario más optimista podría darse en caso de que el excedente de energía eléctrica se pueda vender a los países compradores en momentos de demanda de esa energía.

**Expo/Impo Derivados (MUSD)
con precio elect. importada**

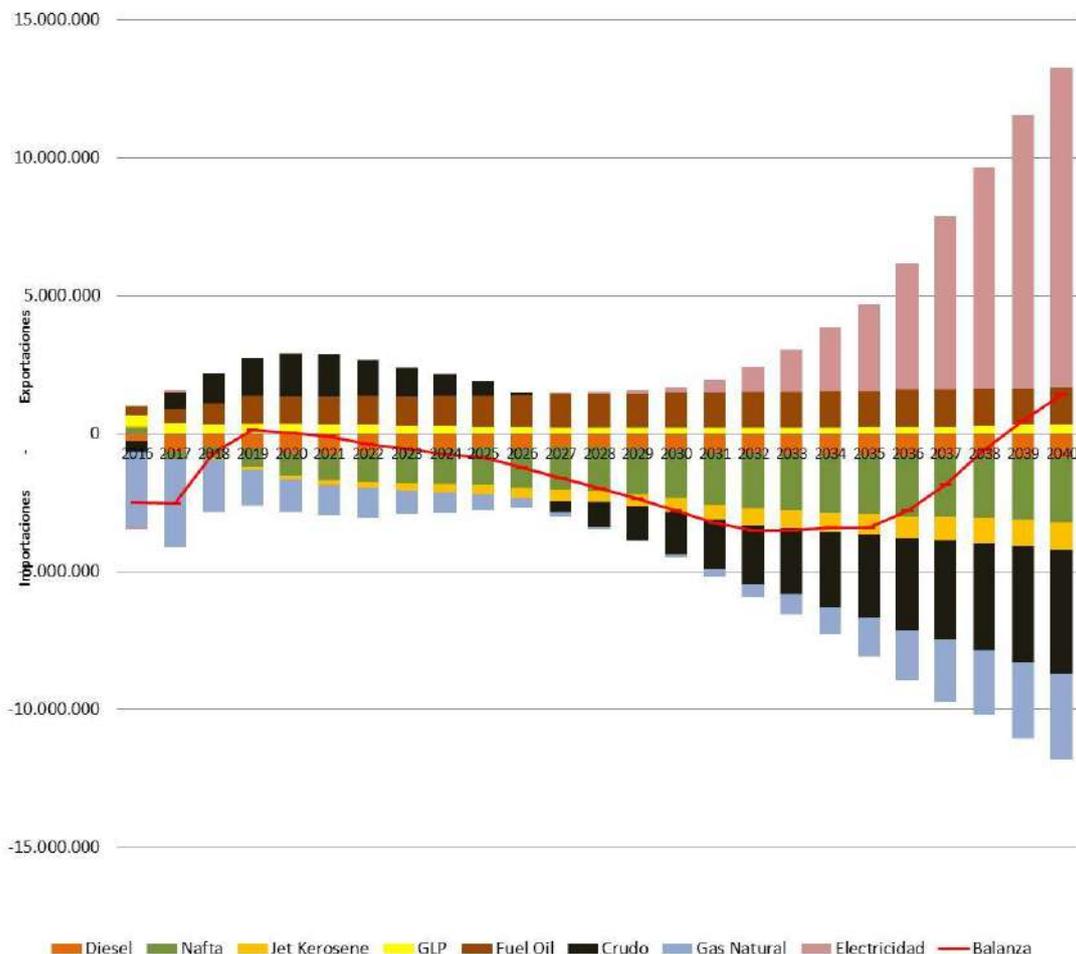


Figura 11. Balanza comercial del escenario con valores de exportación de energía eléctrica igual a los valores de importación, en US\$

En este último caso, se observa de la Figura 11 que la Balanza Comercial se hace positiva hacia el final del período considerado a partir, fundamentalmente de la exportación de energía eléctrica, un energético de mayor valor agregado.

Si bien el nivel de importación de hidrocarburos es importante, se debe decir que el escenario considera que la importación de estos energéticos es una medida que, eventualmente, se puede revertir sin grandes apremios a medida que nuevas políticas

se implementen en áreas donde el consumo final de estos recursos pueda hacerse más racional y eficiente, incluyendo el consumo residencial y el transporte. Esta consideración llevó a la decisión de generar un escenario con importaciones de hidrocarburos frente a un escenario con producción de estos energéticos a partir de la explotación de gas natural y petróleo no convencionales. Como se sabe, embarcarse en la explotación de estos recursos requiere de capitales y plazos para su amortización que se cuentan en el orden de las décadas, dejando poco margen para salir de esa explotación una vez hechas las inversiones, y como consecuencia dejando al país atrapado en la explotación de un recurso concentrado y contaminante, contrario a los Objetivos del Desarrollo Sustentable, al Acuerdo de París y a la visión de FARN-UNICEN.

4. Consideraciones finales

El escenario presentado muestra que es posible una transformación del sector energético basado en recursos energéticos renovables, desconcentrados, con la posibilidad del desarrollo local de las tecnologías para su transformación, y de bajo impacto ambiental y social según los indicadores utilizados. Al mismo tiempo el escenario muestra que no es necesario continuar expandiendo el uso de recursos económicamente concentrados y de alta conflictividad socio-ambiental como la energía nuclear, las grandes represas hidroeléctricas y los combustibles fósiles no convencionales.

La limitación mencionada anteriormente en relación a diseñar el escenario en función de un conjunto comprensivo y balanceado de variables ambientales, sociales y económicas, hace que este escenario deba ser revisado en el futuro teniendo en cuenta estos aspectos que, en definitiva, son los pilares de la sustentabilidad energética, y del desarrollo sustentable en su sentido más amplio.

Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2040

Escenario Energético elaborado por:

Fundación Ambiente y Recursos Naturales (FARN)

Facultad de Ingeniería - Universidad Nacional del Centro de la Provincia de
Buenos Aires (FIO - UNICEN)

Participantes

por FARN:

Andrés Napoli

María Marta Di Paola

Pía Merchebiani

Enrique Maurtua Konstantinidis

por UNICEN:

Beatriz Sosa

Daniela Keesler

Gabriel Blanco

Año 2018