

A comparative costs analysis of the energy transition in Argentina

Prepared by

Daniela Keesler
Nicolás Díaz Almassio
Gabriel Blanco

*Centro de Tecnologías Ambientales y Energía
Facultad de Ingeniería
Universidad Nacional del Centro*

for

Periodistas por el Planeta

December 2020

Technical Assistance

A comparative costs analysis of the energy transition in Argentina

Executive summary

This study will compare the costs of two alternative long-term, zero-emissions energy scenarios with a business-as-usual energy scenario for Argentina. The scenarios have year 2050 as the time horizon. The business-as-usual scenario includes already committed new power plants, energy efficiency measures and energy infrastructure. The two alternative, zero-emissions scenarios are based on electrification and biofuels, respectively. The alternative scenarios introduce large amounts of renewable energy resources for both electricity generation and “green” hydrogen production (Fig. 2 to 9). These scenarios do not contemplate new nuclear power plants or new large hydroelectric dams due to social and environmental considerations.

In the energy supply side, costs evaluated for the two alternative scenarios include the costs of new energy generation in the form of distributed or centralized renewable energy, the costs of biofuels and the costs of “green” hydrogen. The costs of new infrastructure for electricity transport, hydrogen transport, and electric vehicles charging system are considered (Fig. 10). In the demand side, costs considered include the incremental costs¹ of electric residential appliances for water and space heating, and the incremental costs of electric and biofuel powered vehicles (Fig. 10).

The costs involved in the alternative energy scenarios are compared with the costs of the business-as-usual scenario, including the costs of new additions of thermal, nuclear and hydroelectric power plants as well as the costs of fuels directly used in the final demand (Fig. 10). In addition to the costs, GHG emissions, land use, and job creation associated to each scenario are also estimated and compared.

Current and future subsidies to fossil fuels production, fossil fuel transport and fossil fuel electricity generation are compared with the cost of different components of the alternative, zero-emissions energy scenarios.

The results of the analysis show that the alternative, zero-emission energy scenarios proposed have lower cumulative costs compared to the costs of the business-as-usual

¹ In this context, incremental costs mean the difference between the cost of new device/equipment/appliance/vehicle and the cost of the conventional ones.

scenario when total costs of energy and costs of infrastructure are considered for the 2021-2050 period (Fig. 11 to 21). When the alternative scenarios are compared with the business-as-usual scenario, net savings becomes positive between years 2023 and 2033, depending on the scenario and the costs of energy and infrastructure eventually attained (Fig. 22 to 24). Even when the incremental costs of changing equipment in the demand side, such as switching to electric vehicles, to solar water heaters and to electric space and water heaters, are added, the total cumulative costs over the period analyzed are still lower for the alternative scenarios compared with the total costs of the business-as-usual scenario (Fig. 23 and 24).

A possible redistribution of the current fossil-fuel subsidies may contribute to finance several components of the alternative scenarios (Fig. 25 and 26).

Regarding GHG emissions, the alternative energy scenarios bring emissions to zero by 2050, reducing emissions in approximately 370 million tons of CO₂ equivalent only in this year compared to the business-as-usual scenario; an amount similar to the total current GHG emissions of Argentina (Fig. 27 to 29).

The use of land of the alternative scenarios is fairly reasonable for the production of electricity and hydrogen from renewable energy resources, but when the production of biofuels is considered for the scenario based on these, then the use of land becomes a major concern (Fig. 30 to 32).

In relation to the creation of jobs, both alternative scenarios show larger needs of jobs than the business-as-usual scenario, requiring 120,000 more jobs just in year 2050 (Fig. 33 and 34).

Overall, the alternative energy scenarios show lower cumulative total costs and other positive environmental and social impacts. Alternative scenarios are worth exploring further, including different combinations of these two. Despite the scenarios to be considered, a future analysis should include the potential consequences, positive or negative, of the scenarios on other economic, environmental and social, and even political aspects, that contribute to the sustainability of the energy system and, more generally, to the sustainability of Argentina's development.

Análisis comparativo de costos para la transición energética en la Argentina

Preparado por

Daniela Keesler
Nicolás Díaz Almassio
Gabriel Blanco

*Centro de Tecnologías Ambientales y Energía
Facultad de Ingeniería
Universidad Nacional del Centro*

para

Periodistas por el Planeta

Diciembre 2020

Asistencia técnica

Análisis comparativo de costos para la transición energética en la Argentina

Resumen ejecutivo

Este estudio compara los costos de dos escenarios energéticos alternativos a largo plazo de cero emisiones netas con un escenario energético tendencial (business-as-usual) para Argentina, tomando el año 2050 como horizonte temporal. El escenario tendencial incluye nuevas centrales eléctricas, medidas de eficiencia energética e infraestructura energética, ya comprometidas. Los dos escenarios alternativos de cero emisiones se basan en la electrificación y los biocombustibles, respectivamente. Los escenarios alternativos introducen grandes cantidades de recursos de energía renovable tanto para la generación de electricidad como para la producción de hidrógeno “verde” (Fig. 2 a 9). Estos escenarios no contemplan nuevas centrales nucleares o nuevas represas hidroeléctricas de gran escala por consideraciones sociales y ambientales.

Del lado del suministro de energía, los costos evaluados para los dos escenarios alternativos incluyen los costos de nueva generación de energía en forma de energía renovable distribuida o centralizada, los costos de los biocombustibles y los costos del hidrógeno “verde”. Se consideran los costos de la nueva infraestructura para el transporte de electricidad, transporte de hidrógeno y sistema de carga de vehículos eléctricos (Fig. 10). En el lado de la demanda, los costos considerados incluyen los costos incrementales² de los aparatos eléctricos residenciales para calentar agua y calefacción de ambientes, y los costos incrementales de los vehículos eléctricos y de biocombustible (Fig. 10).

Los costos involucrados en los escenarios de energía alternativa se comparan con los costos del escenario tendencial, incluidos los costos de nuevas centrales térmicas,

² En este contexto, los costos incrementales significan la diferencia entre el costo de un nuevo dispositivo / equipo / aparato / vehículo y el costo de los convencionales.

nucleares e hidroeléctricas, así como los costos de los combustibles utilizados directamente en la demanda final (Fig. 10). Además de los costos, también se estiman y comparan las emisiones de GEI, el uso del suelo y la creación de empleo asociados a cada escenario.

Los subsidios actuales y futuros a la producción, el transporte y generación de electricidad con combustibles fósiles se comparan con el costo de diferentes componentes de los escenarios energéticos alternativos de cero emisiones.

Los resultados del análisis muestran que los escenarios energéticos alternativos propuestos tienen costos acumulados más bajos en comparación con los costos del escenario tendencial, cuando se consideran los costos totales de energía y los costos de infraestructura para el período 2021-2050 (Fig.11 a 21). Cuando se comparan los escenarios alternativos con el escenario tendencial, el ahorro neto se vuelve positivo entre los años 2023 y 2033, según el escenario y los costos de energía e infraestructura eventualmente alcanzados (Fig. 22 a 24). Incluso cuando se suman los costos incrementales debidos al cambio de equipos en el lado de la demanda, como el cambio a vehículos eléctricos, calentadores de agua solares, calentadores de agua eléctricos y calefactores eléctricos, los costos acumulados totales durante el período analizado siguen siendo menores para los escenarios alternativos en comparación con los costos totales del escenario tendencial (Fig. 23 y 24).

Una posible redistribución de los actuales subsidios a los combustibles fósiles puede contribuir a financiar varios componentes de los escenarios alternativos (Fig. 25 y 26).

En cuanto a las emisiones de GEI, los escenarios de energías alternativas reducen las emisiones a cero para el 2050, reduciendo las emisiones en aproximadamente 370 millones de toneladas de CO₂ equivalente solo en ese año comparado con el escenario tendencial; una cantidad similar a las emisiones totales de GEI actuales de Argentina (Fig. 27 a 29).

El uso de tierra de los escenarios alternativos es bastante razonable para la producción de electricidad e hidrógeno a partir de recursos energéticos renovables, pero cuando se considera la producción de biocombustibles para el escenario basado en estos, entonces el uso de la tierra se convierte en un impacto de grande proporciones (Fig. 30 a 32).

En relación con la creación de puestos de trabajo, ambos escenarios alternativos muestran mayor requerimiento de empleo que el escenario habitual, requiriendo 120.000 puestos de trabajo más solo en el año 2050 (Fig. 33 y 34).

En general, los escenarios energéticos alternativos muestran costos totales acumulados más bajos y otros impactos ambientales y sociales positivos. Vale la pena explorar más a fondo estos escenarios alternativos, incluidas diferentes combinaciones de estos dos. Más allá de los escenarios a considerar, un análisis futuro necesariamente debe incluir las posibles consecuencias, positivas o negativas, de los escenarios sobre otros aspectos económicos, ambientales y sociales, e incluso políticos, que contribuyan a la sostenibilidad del sistema energético y, de manera más general, a la sostenibilidad del desarrollo argentino.

Análisis comparativo de costos para la transición energética en la Argentina

Objetivos

Los objetivos de este trabajo se pueden sintetizar de la siguiente manera:

- Mostrar posibles escenarios alternativos al sistema energético actual de la Argentina para alcanzar una matriz energética primaria con cero emisiones de gases de efecto invernadero a 2050.
- Comparar los costos de los escenarios alternativos de cero emisiones elaborados con el costo del escenario tendencial planteado por las autoridades del área energética.
- Comparar los empleos que podrían generar cada uno de los escenarios alternativos con los empleos que generaría el escenario tendencial.
- Comparar la reducción de emisiones de GEI y el potencial uso del suelo en los escenarios alternativos.
- Evaluar el posible impacto que tendría un redireccionamiento de los actuales subsidios, directos e indirectos, a los combustibles fósiles en el desarrollo de los escenarios alternativos a 2050.

Descripción de los escenarios energéticos analizados

El análisis realizado se basó en los escenarios energéticos elaborados por el Centro de Tecnologías Ambientales y Energía (cTAE) de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional del Centro (UNICEN), en el marco del proyecto sobre Elementos

para una Estrategia a Largo Plazo Baja en Carbono, auspiciado por la Fundación Ambiente y Recursos Naturales (FARN).³

Para alcanzar los objetivos planteados, en primer lugar se modeló un *escenario tendencial* a partir de las medidas previstas en los planes presentados por las autoridades del área energética, para luego plantear dos posibles escenarios energéticos alternativos para llegar al año 2050 con emisiones de GEI nulas.

Uno de estos *escenarios alternativos* está basado en la electrificación de la demanda, tanto de los sectores residencial, comercial y público, como del transporte. Mientras que el segundo escenario alternativo está basado en una alta demanda de biocombustibles del sector transporte.

En ambos casos, para el consumo residencial se consideró su plena electrificación, y para los grandes consumos industriales de energía térmica se consideró el uso de hidrógeno “verde”, fundamentalmente en reemplazo del gas natural.

Para cada uno de los escenarios se plantearon mejoras en las eficiencias de las diferentes tecnologías en base a curvas de aprendizaje, tanto en la demanda (eficiencias en electrodomésticos, motores para el transporte, la industria, etc.) como en la generación de energía eléctrica (en los factores de carga, rendimientos y créditos por potencia firme).

Para modelizar los escenarios energéticos al año 2050 se utilizó el mismo modelo del ejercicio *Plataforma Escenarios Energéticos 2040*⁴, basado en el software LEAP (Long Range Energy Alternative Planning)⁵, el cual se adaptó y modificó ampliándolo al horizonte de tiempo considerado.

Metodología para la elaboración de escenarios

- Se consideraron todos los consumos finales de energía: energía eléctrica, gas natural, derivados de petróleo, biocombustibles e hidrógeno; y todos los sectores de consumo: residencial, comercial y público, agro, transporte e industria. Para modelar estos consumos se tomó como base la proyección del

³ Elementos para una Estrategia a Largo Plazo Baja en Carbono. 2019. CTAE/FIO/UNICEN. Fundación Ambiente y Recursos Naturales (FARN). https://farn.org.ar/wp-content/uploads/2020/07/UNICEN-Elementos-para-alcanzar-la-carbono-neutralidad-a-2050_2.pdf

⁴ Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2040. <https://escenariosenergeticos.org/>

⁵ Long-range Energy Alternatives Planning System (<https://leap.sei.org/default.asp>)

crecimiento poblacional elaborado por el INDEC⁶, y los consumos per cápita. Para los escenarios alternativos se modelaron mejoras en las eficiencias energéticas para los consumos domiciliarios, industriales y transporte.

- Desde la oferta se modeló la generación de energía eléctrica incluyendo las diferentes tecnologías: nuclear, renovable (solar, eólica, biomasa, biogás, hidráulica de pequeña escala), renovable distribuida (fotovoltaica), grandes hidroeléctricas y térmicas, se modeló también la producción de petróleo y gas natural, como la producción de biocombustibles e hidrógeno. Se consideraron, además, mejoras en los rendimientos de generación y en los factores de disponibilidad para cada tecnología de generación eléctrica a partir de fuentes renovables.
- Se tuvieron en cuenta, también, las necesidades de infraestructura según las características de cada escenario, eso incluye líneas de transmisión de energía eléctrica, gasoductos y sistemas de transporte de hidrógeno necesarios para transportar la energía desde los puntos de generación hasta los puntos de consumo. Así como también, para el escenario donde la movilidad urbana se convirtió a 100% eléctrica, se consideraron los sistemas de carga de autos eléctricos a ser instalados.
- En cuanto a la generación eléctrica se aseguró un margen de reserva de potencia mínimo del 20% para cada año del ejercicio.

Escenario tendencial

Este escenario responde a una demanda que sigue la tendencia del crecimiento observado durante los últimos años en población, cantidad de hogares, cantidad de automóviles por habitante, PBI y demandas de energía comercial, pública e industrial. Sobre esta base se modelaron las medidas de eficiencia incluidas en los Planes Sectoriales de Acción Climática⁷.

Para la oferta de energía también se consideraron las medidas estipuladas en este Plan, además de los objetivos incluidos en las Leyes 26.190 de Energía Eléctrica y 27.191⁸ de Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de

⁶ Estimaciones y Proyecciones de población 2010-2040. Total del País.

https://www.indec.gob.ar/ftp/cuadros/publicaciones/proyeccionesyestimaciones_nac_2010_2040.pdf

⁷ Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. <https://www.argentina.gob.ar/ambiente/cambio-climatico/mitigacion>

⁸ Secretaría de Energía de la Nación (2009/2016) Ley 26.190 y 27.191 de Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica y su Modificación. Disponible en: <http://www.energia.gob.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3876>

Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica, y los porcentajes de corte de biocombustibles establecidos por la Ley 26.093 de Regulación y Promoción para la Producción y Uso Sustentables de Biocombustibles y resoluciones posteriores (actualmente 10% para biodiesel en gasoil y 12% para bioetanol en nafta).

Para la oferta de combustibles fósiles se tuvieron en cuenta los *Escenarios Energéticos 2030*⁹ del entonces Ministerio de Energía y Minería de la Nación (MINEM)¹⁰.

En cuanto a las necesidades de infraestructura, se consideraron las obras previstas en materia de líneas de alta tensión y de gasoductos¹¹.

El crecimiento continuo de la población y del consumo empujan de forma continua el aumento de la demanda final de energía. En la Figura 1 se observa esta proyección para el período 2021-2050, pasando de casi 60 mil ktep¹² a más de 120 mil ktep.

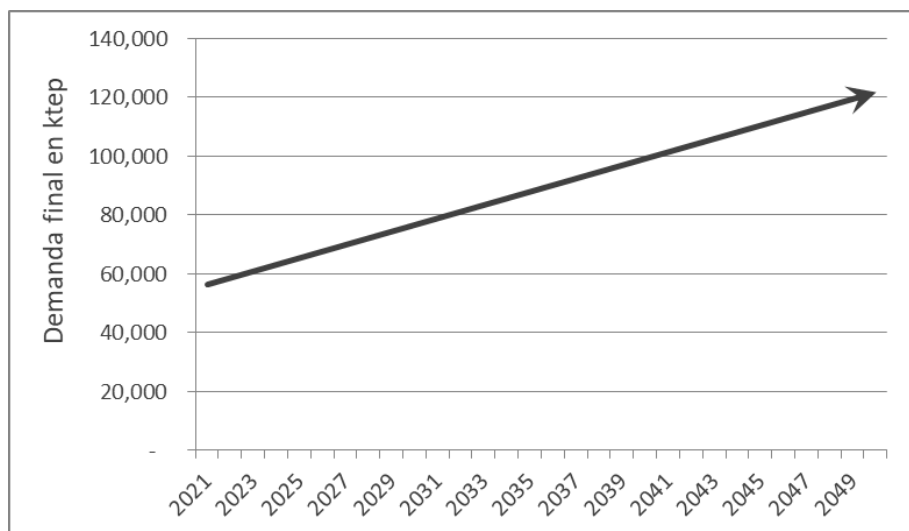


FIGURA 1 - Demanda final de energía para el escenario tendencial, en ktep, evolución anual. **FUENTE:** ELABORACIÓN PROPIA.

⁹ Ministerio de Energía y Minería. (2017). Escenarios Energéticos 2030. Disponible en: <http://datos.minem.gob.ar/dataset/9e2a8087-1b49-446a-8e86-712b476122fb/resource/04dbec7f-0b6f-48d0-b460-8d7fa3b282c7/download/minem-documento-escenarios-energeticos-2030pub.pdf>

¹⁰ Durante la gestión del presidente Mauricio Macri, el área conformaba un ministerio. A partir de la gestión del presidente Alberto Fernández, que asumió en diciembre de 2019, se crearon dos secretarías, Energía y Minería, dependientes del Ministerio de Economía y del Ministerio de Desarrollo Productivo, respectivamente.

¹¹ Programa Federal Quinquenal de Obras de Infraestructura Energética. Junio 2020. <https://econojournal.com.ar/cntnt/uploads/2020/07/MASTER-PLAN-11-JUN-2020-1.pdf>

¹² ktep: mil toneladas equivalentes de petróleo

El crecimiento en la potencia instalada para generación eléctrica al año 2050 respecto de la actual, con el fin de abastecer esta demanda creciente, sería de 170%, como se muestra en la Figura 2.

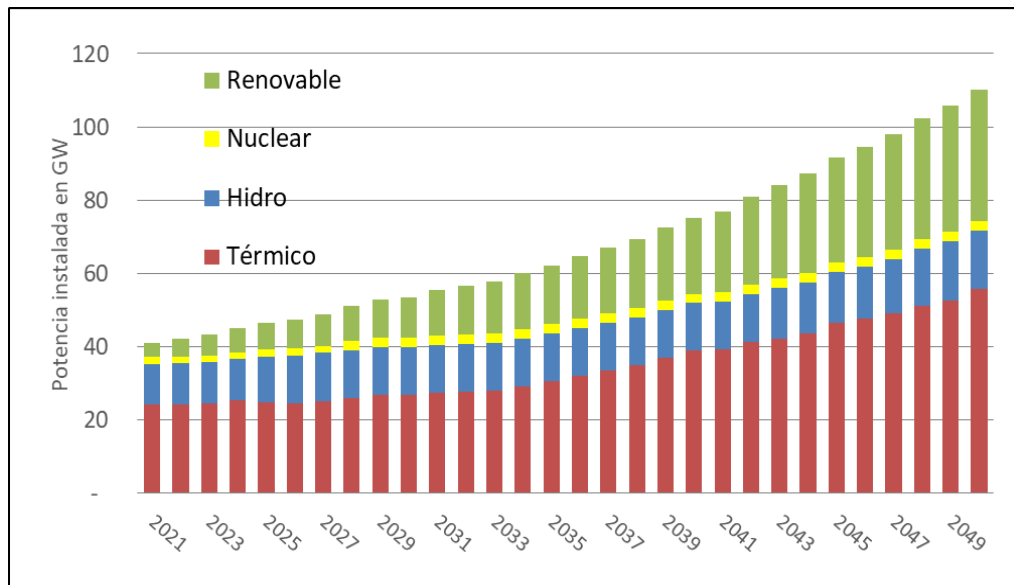


FIGURA 2 - Potencia instalada para generación eléctrica del escenario tendencial, evolución anual. **FUENTE:** ELABORACIÓN PROPIA.

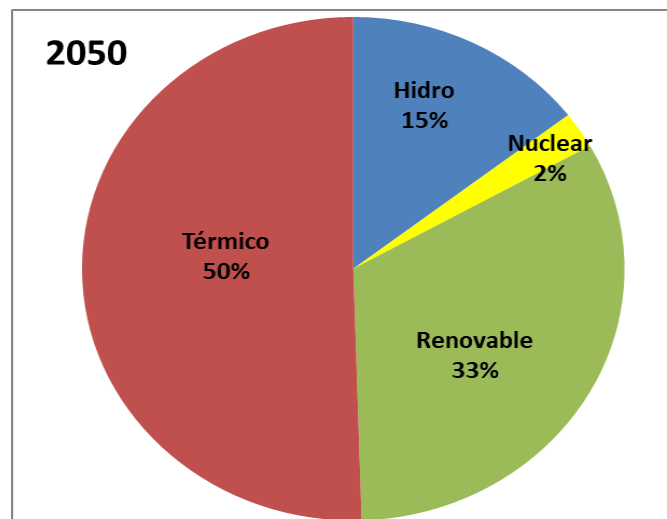


FIGURA 3 - Participación en la potencia instalada de cada tipo de tecnología en el escenario tendencial, año 2050. **FUENTE:** ELABORACIÓN PROPIA.

Escenarios alternativos

Para llevar a cero las emisiones del sector energía en 2050 es necesario transformar tanto la demanda como la oferta. A excepción del transporte, en este ejercicio se asumieron las mismas medidas en la demanda para los dos escenarios alternativos planteados:

- 100% de la demanda residencial electrificada al 2050
 - Se supuso una mejora anual de las eficiencias de los consumos en base a curvas de aprendizaje de las diferentes tecnologías, alcanzando en 2050 un 30% de incremento en las eficiencias de todos los consumos eléctricos: residencial, transporte, industria, comercial y público. Para el análisis de estos escenarios de referencia se tomó un valor medio de mejora anual de la eficiencia similar para todos los consumos finales, pero la realidad suele ser mucho más compleja.
- Recambio de calefones a gas natural por calefones solares
 - Se supuso el recambio a 2050 en el total de los hogares del país cuyas viviendas son casas (no se incluye a los departamentos).
- Cambio modal en el transporte
 - En el sector transporte se modelizó un cambio modal de la demanda, considerando una mejora en el servicio de buses urbanos que permitiría una reducción de autos particulares en circulación ya que estos pasajeros, incentivados por el perfeccionamiento del servicio público de colectivos, mudarían hacia este modo de transporte diario en los grandes centros urbanos del país (CABA, Rosario, Córdoba, Mendoza).
- Medidas adoptadas para la oferta de energía
 - Para la aviación se propuso el uso de biocombustibles.
 - Para los grandes consumos de energía de la industria, principalmente para la producción de acero y cemento, se consideró reemplazar los combustibles fósiles (gas natural, carbón, etc.) por hidrógeno “verde”, o sea producido a partir de energía eléctrica renovable.
 - Para la generación de energía eléctrica se consideraron mejoras en los factores de carga, rendimientos y créditos por potencia firme de las distintas energías renovables utilizadas: eólica, solar fotovoltaica, biogás, biomasa, minihidráulica.

- Los consumos de gas licuado de petróleo (GLP), utilizado en forma industrial y residencial (que no sea posible electrificar), y fueloil, utilizado principalmente en la industria y en menor medida en el sector agrícola, se convirtieron a hidrógeno o biocombustibles, según el escenario.

Teniendo como objetivo no sólo la reducción de emisiones sino también evitar el uso de tecnologías que, aunque no sean fuentes de emisión de GEI, podrían generar efectos negativos sobre el medio natural y social en el que se implantan, se consideraron las siguientes restricciones para los escenarios alternativos de referencia:

- No se incorporan nuevas centrales nucleares.
- No se consideran nuevas centrales hidroeléctricas de más de 50 MW.
- Se elimina la producción de hidrocarburos (petróleo y gas) así como su importación/exportación.
- No se considera un crecimiento del área cultivada destinada a producción de biocombustibles (frontera agrícola), excepto para el escenario basado en biocombustibles.
- Se asume una limitación en la producción de litio para baterías de vehículos eléctricos, excepto para el escenario que contempla la electrificación del sector del transporte.

Potencia a instalar

Escenario basado en electrificación

En este caso, tanto los vehículos utilizados en el transporte de pasajeros como de cargas y la maquinaria agrícola se convierten a vehículos eléctricos.

La gran electrificación de la demanda final incrementa la oferta de energía eléctrica hasta alcanzar una potencia instalada en 2050 de 237 GW. Además, para lograr emisiones nulas es necesaria una reconversión de la matriz eléctrica actual –basada mayoritariamente en combustibles fósiles– a otra totalmente renovable, considerando los márgenes de reserva adecuados para asegurar el suministro. Esta transformación de la matriz eléctrica se muestra en la Figura 4.

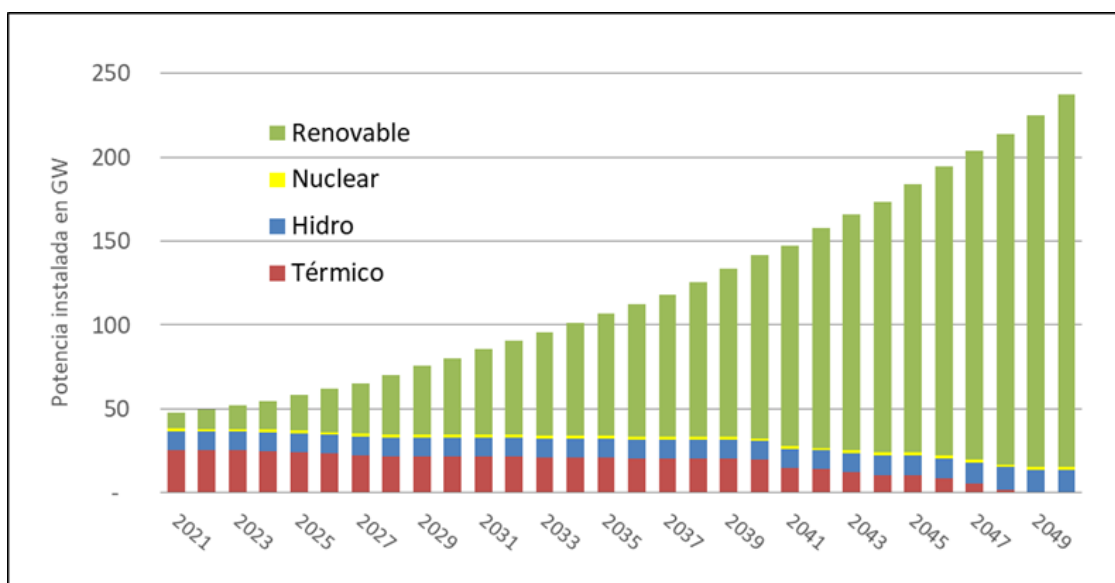


FIGURA 4 - Potencia instalada de cada tecnología para generación eléctrica del escenario de referencia basado en electrificación, evolución anual. **FUENTE:** ELABORACIÓN PROPIA.

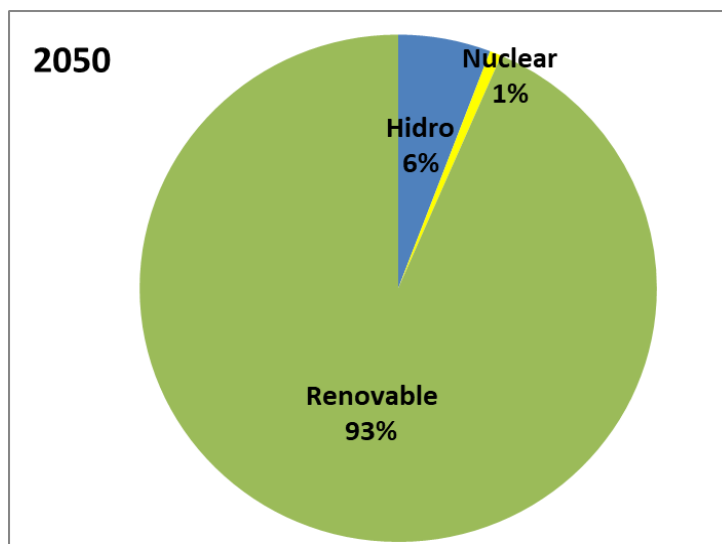


FIGURA 5 - Participación en la potencia instalada de cada tipo de tecnología en el escenario de referencia basado en electrificación, año 2050. **FUENTE:** ELABORACIÓN PROPIA.

En este escenario, el consumo de otros combustibles como el GLP y fueloil también fueron reemplazados por hidrógeno. El requerimiento de hidrógeno alcanzaría los 24.571 ktep en el año 2050 y para su generación se planteó la utilización de energías renovables –solar fotovoltaica y eólica–, lo que significa, considerando factores de capacidad y eficiencias a lo largo del proceso, una potencia instalada de 525 GW en 2050.

En la Figura 6 se muestra el total de potencia instalada para generación de hidrógeno. Las dos fuentes de energía consideradas son solar y eólica.

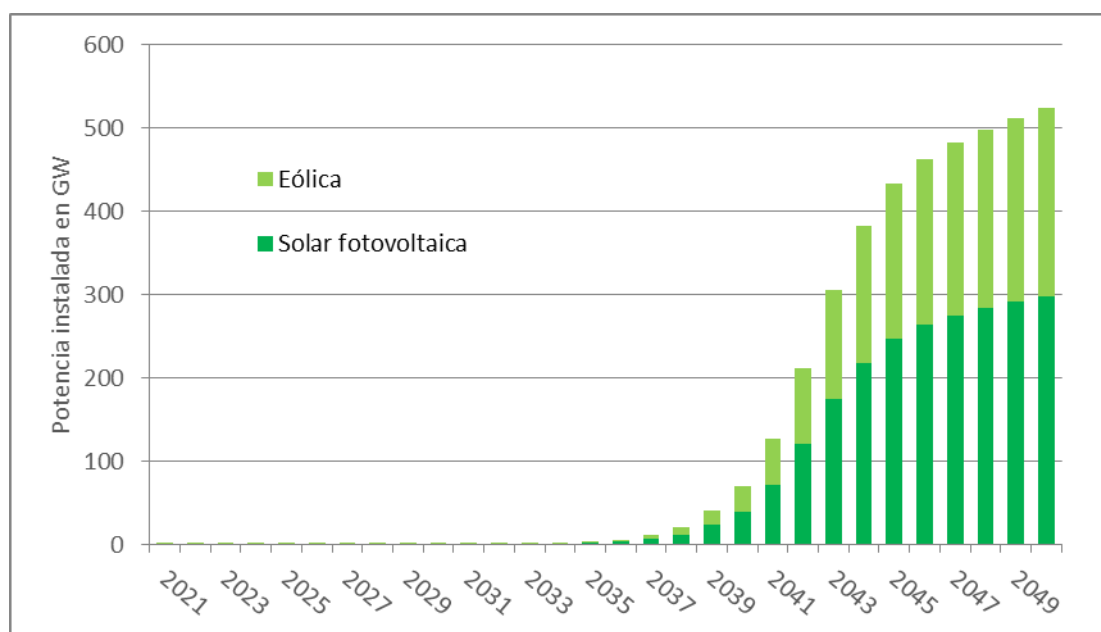


FIGURA 6 - Potencia instalada para producción de hidrógeno del escenario de referencia basado en electrificación, evolución anual. **FUENTE:** ELABORACIÓN PROPIA.

Escenario basado en biocombustibles

En el segundo escenario alternativo, al igual que en el anterior, se repiten las medidas de electrificación de los consumos residencial, público y comercial; el uso de hidrógeno “verde” para los grandes consumos de energía térmica de la industria y como reemplazo de los consumos de GLP y fueloil; y el uso de biocombustibles para la aviación. Pero en este caso, el transporte es convertido completamente al uso de biocombustibles para el año 2050.

Las Figuras 7, 8 y 9 muestran la potencia instalada necesaria para la generación de energía eléctrica y de hidrógeno para este escenario.

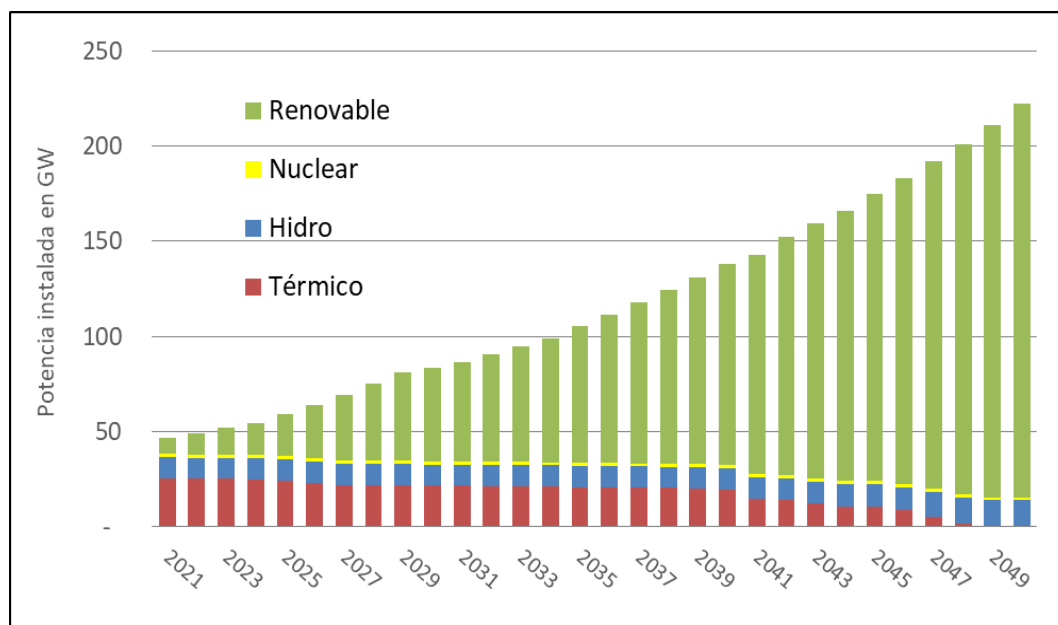


FIGURA 7 – Potencia instalada por tecnología para generación de energía eléctrica del escenario de referencia basado en biocombustibles, evolución anual. **FUENTE:** ELABORACIÓN PROPIA.

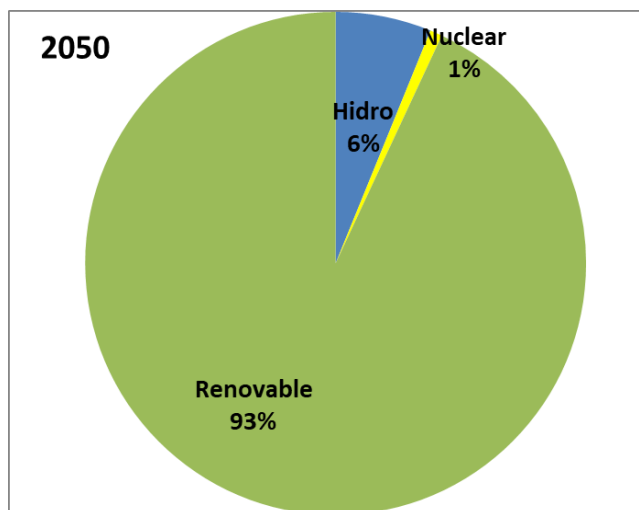


FIGURA 8 - Participación en la potencia instalada de cada tipo de tecnología en el escenario de referencia basado en biocombustibles, año 2050. **FUENTE:** ELABORACIÓN PROPIA.

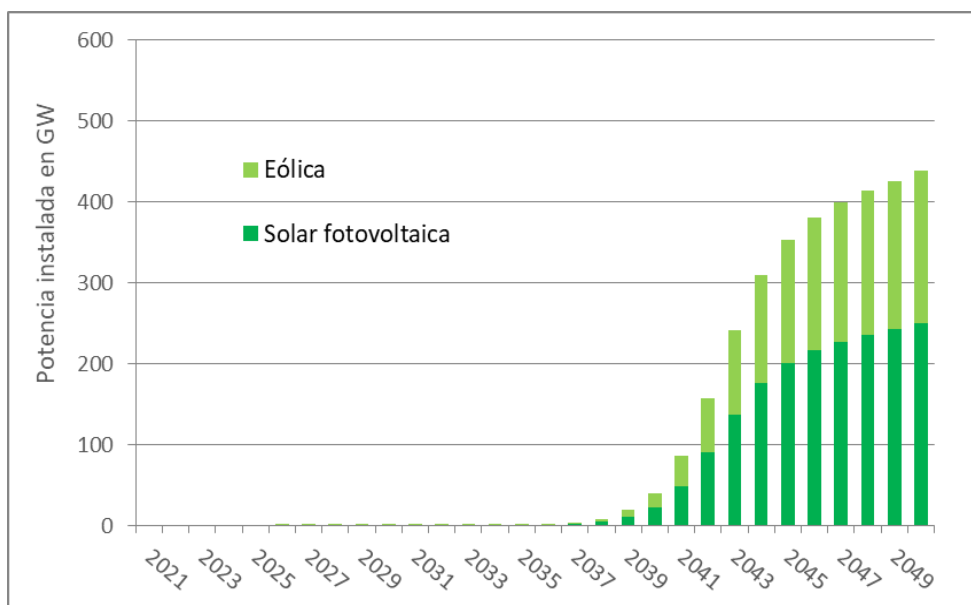


FIGURA 9 – Potencia instalada para producción de hidrógeno del escenario de referencia basado en biocombustibles, evolución anual. **FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.**

Análisis comparativo de costos

En la Figura 10 se muestra los costos analizados para cada escenario, estos incluyen los costos de la energía (generación eléctrica y producción de combustibles para el consumo final), el costo de diferentes infraestructuras necesarias para asegurar el abastecimiento de la energía a los centros de consumo (líneas de alta tensión para el transporte de energía eléctrica, gasoductos, sistema de carga de vehículos eléctricos y sistema de transporte de hidrógeno), y los costos incrementales asociados a la conversión y/o transformación del equipamiento asociado a la demanda para adecuarse a cada escenario planteado.

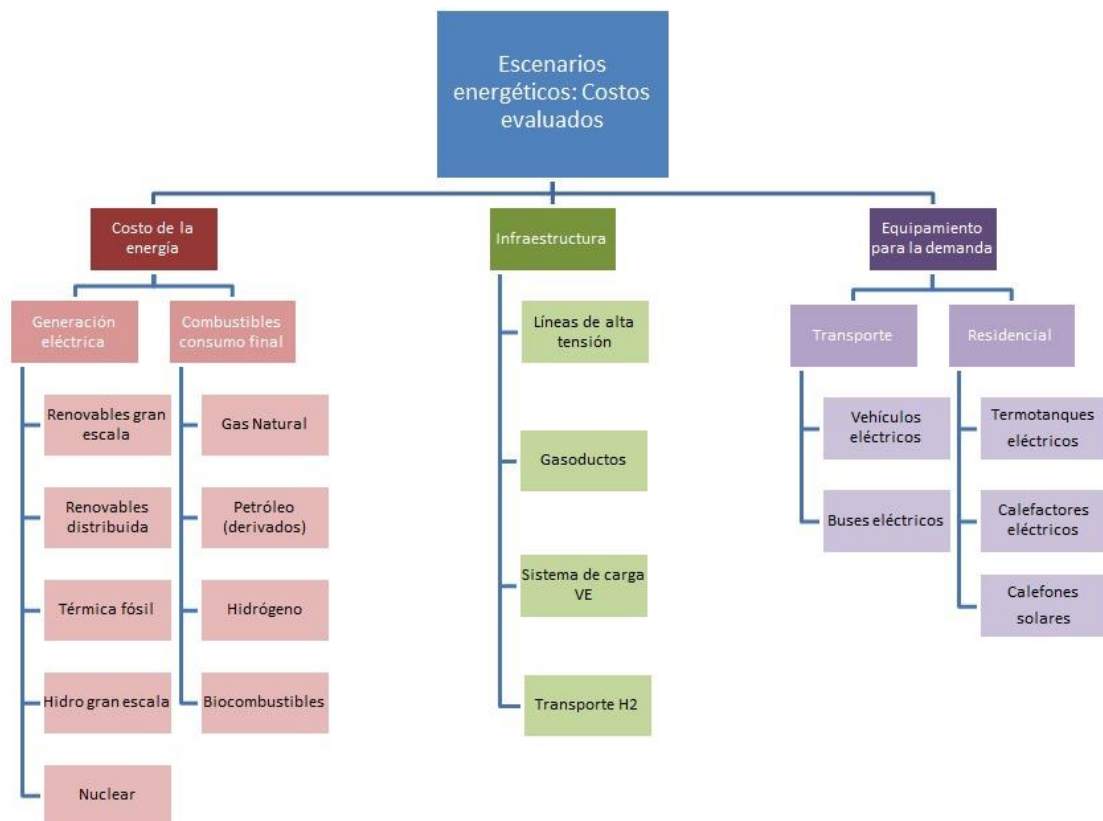


FIGURA 10 - Esquema de costos analizados en cada escenario. **FUENTE:** ELABORACIÓN PROPIA.

Dada la incertidumbre lógica en la estimación de costos futuros, para cada costo analizado se adoptó un rango de valores. En base a las fuentes de datos consultadas se trabajó estadísticamente para determinar un valor medio y un rango comprendido entre un mínimo y un máximo. Así cada costo tiene un margen de seguridad en su estimación.

Las fuentes de datos utilizadas para estas estimaciones fueron informes de organismos internacionales como IRENA¹³ y la IEA¹⁴, BloombergNEF¹⁵; y en base a datos nacionales como los precios del programa RenovAr¹⁶, el Programa Federal Quinquenal de Expansión de Obras de Infraestructura Energética de Junio 2020¹⁷, precios históricos de combustibles fósiles y biocombustibles, precios promedios de mercado de equipos

¹³ IRENA: International Renewable Energy Agency. <https://www.irena.org/> (06/11/2020)

¹⁴ IEA: International Energy Agency. <https://www.iea.org/> (12/11/2020)

¹⁵ BloombergNEF. <https://about.bnef.com/> (13/11/2020)

¹⁶ <https://www.minem.gob.ar/www/833/25871/precios-adjudicados-del-programa-renovar> (17/12/2020)

¹⁷ Secretaría de Energía, Ministerio de Desarrollo Productivo, Presidencia de la Nación. Junio 2020. <https://econojournal.com.ar/cntnt/uploads/2020/07/MASTER-PLAN-11-JUN-2020-1.pdf>. (17/12/2020)

para la demanda residencial, automóviles y buses. Cada una de las fuentes consultadas se encuentra listada en la Tabla A1 del Anexo I.

Para las tecnologías más nuevas, que aún se encuentran en etapa de maduración, se consideraron curvas de aprendizaje, estas curvas dan una estimación de cómo puede proyectarse la disminución del costo de una tecnología a medida que se incrementa la escala de producción y se vuelve masiva. Estas curvas se aplicaron a algunas de las tecnologías de generación eléctrica renovable como solar, eólica, biogás, producción de hidrógeno, y para calefones solares, calefactores eléctricos automóviles y buses eléctricos. Como base para elaborar estas curvas se utilizaron tendencias de precios internacionales de las mismas fuentes antes citadas (IRENA, BloombergNEF) y publicaciones científicas del tema¹⁸.

Los resultados del análisis comparativo de costos se muestran en las figuras 11 a 26.

Costos totales

La sumatoria de los costos anuales de energía e infraestructura para cada escenario en el período 2021-2050 muestra que los escenarios alternativos son menos costosos que el escenario tendencial, como se observa en la Figura 11, dónde además de la media de los costos acumulados se representa el rango inferior y superior para cada escenario.

¹⁸Louis-Benoit Desroches, Karina Garbesi et al. 2012: Incorporating Experience Curves in Appliance Standards Analysis. Energy Policy. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.09.066>

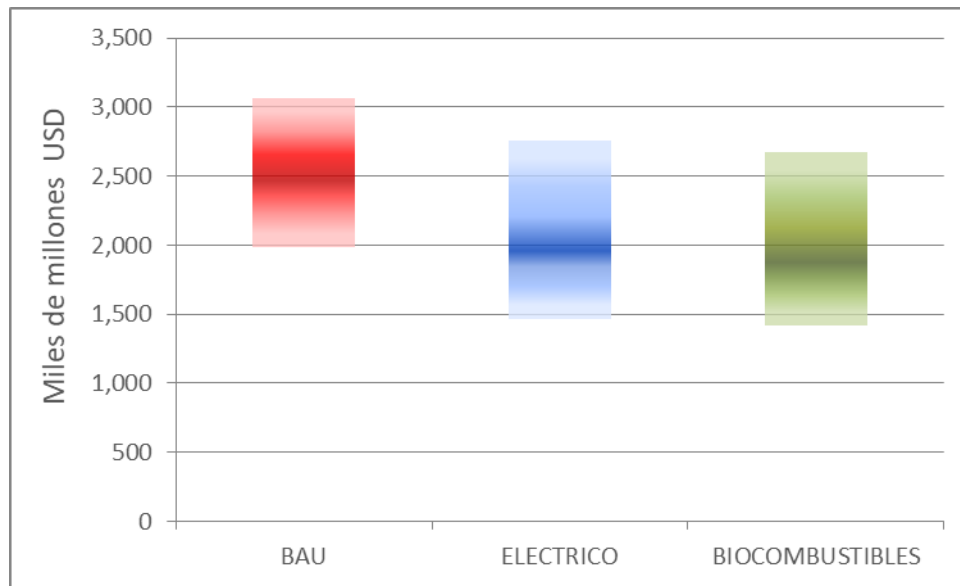


FIGURA 11 - Inversiones totales acumuladas al año 2050 para cada uno de los escenarios. **FUENTE:** ELABORACIÓN PROPIA.

Los escenarios alternativos analizados conllevan necesariamente a la necesidad de convertir y/o transformar los consumos finales de energía y el equipamiento asociado, así por ejemplo la electrificación total de la demanda residencial significa cambiar todos los sistemas de calefacción actuales a sistemas eléctricos al igual que los sistemas de agua caliente sanitaria. También para el transporte en ambos escenarios, se presenta la necesidad de convertir el parque automotor actual que consume mayoritariamente derivados de petróleo por nuevas unidades que funcionen con energía eléctrica o biocombustibles según el escenario. Esta transformación de la demanda y el nuevo equipamiento genera un costo adicional con respecto al escenario tendencial, esta diferencia de costos entre el equipamiento para la demanda convencionales y equipamiento basado en nuevas tecnologías se muestra en la Figura 12.

El costo adicional total necesario para esta conversión en el período analizado de 2021-2050 que genera cada escenario alternativo está en aproximadamente entre 17.200 y 18.700 millones de dólares.

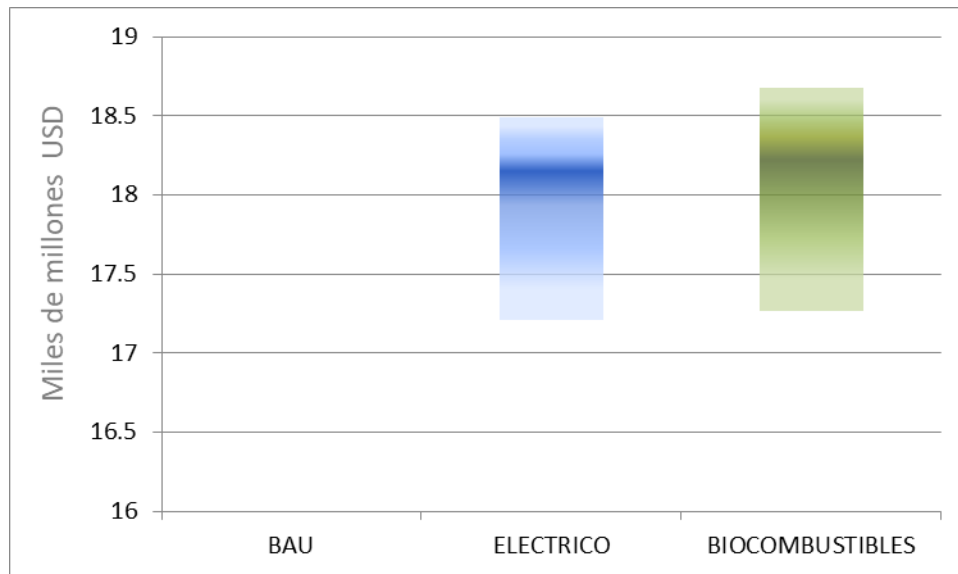


FIGURA 12 - Costo adicional debido a la transformación de la demanda para cada escenario alternativo respecto del escenario tendencial. **FUENTE:** ELABORACIÓN PROPIA.

En las Figuras 13, 15 y 17 se muestran los flujos de erogaciones anuales para cada escenario, considerando los valores medios y desglosados por cada rubro analizado. Los montos tienen una tendencia incremental para el escenario tendencial (BAU) pasando de 50 mil millones de dólares para el año 2021 a más de 120 mil millones en el año 2050, puesto que se espera un aumento del precio de los combustibles fósiles; la explotación de recursos no convencionales y la explotación de yacimientos con menor cantidad de reservas serán una de las causas de estos incrementos proyectados. En cambio para los escenarios alternativos el flujo de erogaciones no muestra esta tendencia incremental, si no que se mantienen en el rango de los 60 mil millones de dólares a pesar de que la demanda de energía aumenta, esto se debe principalmente a la mejora en la eficiencia en los consumos y a que los precios de las nuevas tecnologías tienden a disminuir en el tiempo debido a las curvas de aprendizaje ya mencionadas.

En las Figuras 14, 16 y 18 se muestra la distribución porcentual de los valores medios de los costos totales en el período 2021-2050 para cada escenario y considerando los rubros principales: generación eléctrica, combustibles para demanda final e infraestructura.

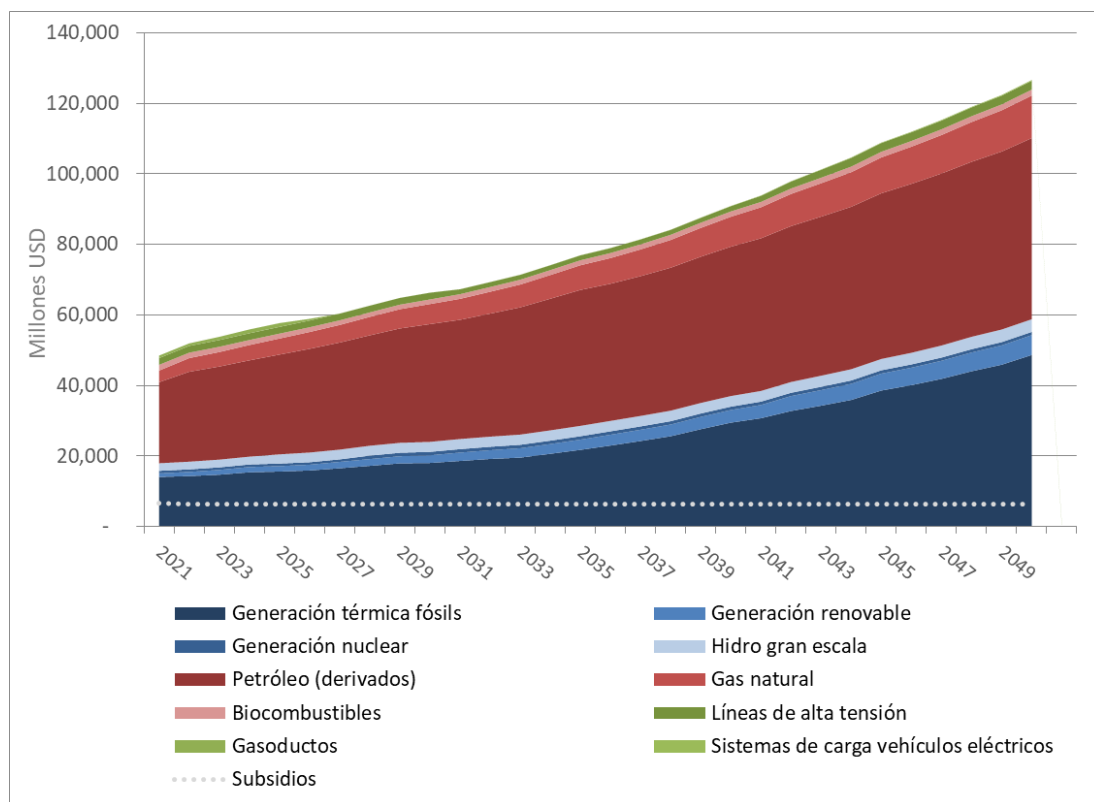


FIGURA 13 - Inversiones año a año desglosadas por rubro para el escenario tendencial.

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.

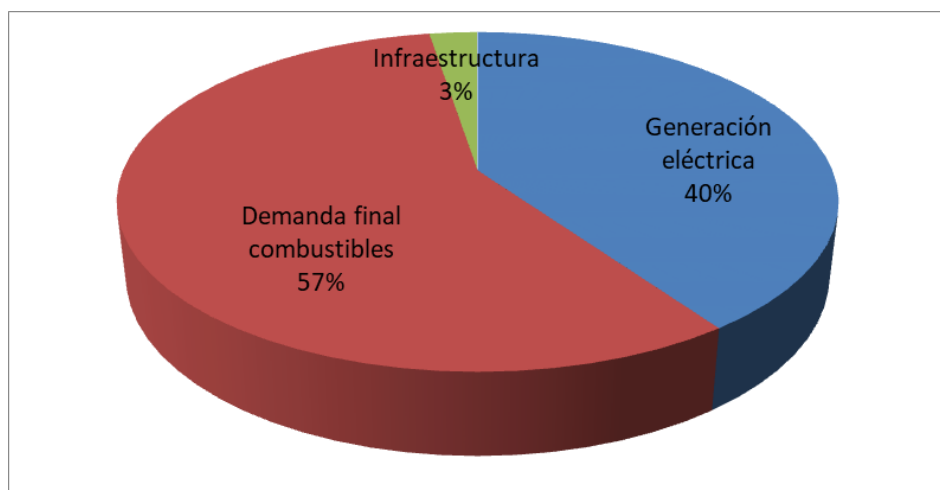


FIGURA 14 - Costo porcentual total acumulado para el escenario tendencial. FUENTE:

ELABORACIÓN PROPIA.

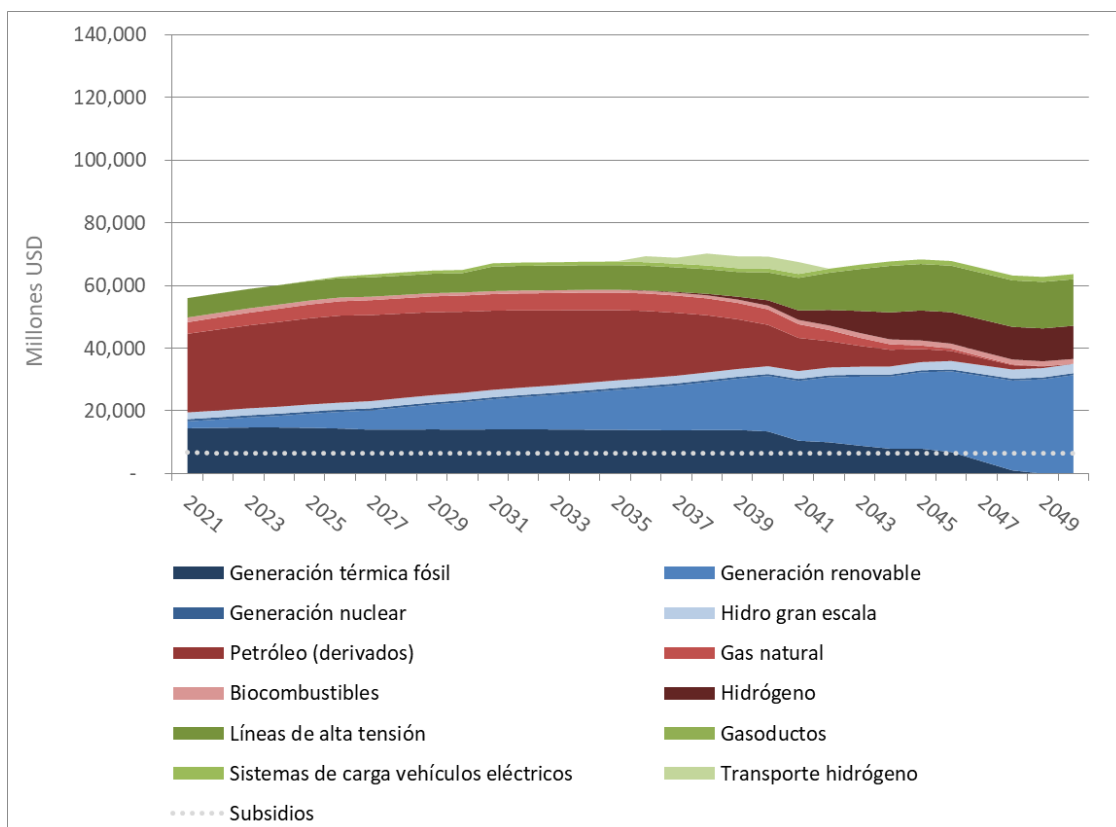


FIGURA 15 - Inversiones año a año desglosadas por rubro para el escenario basado en electrificación. **FUENTE:** ELABORACIÓN PROPIA.

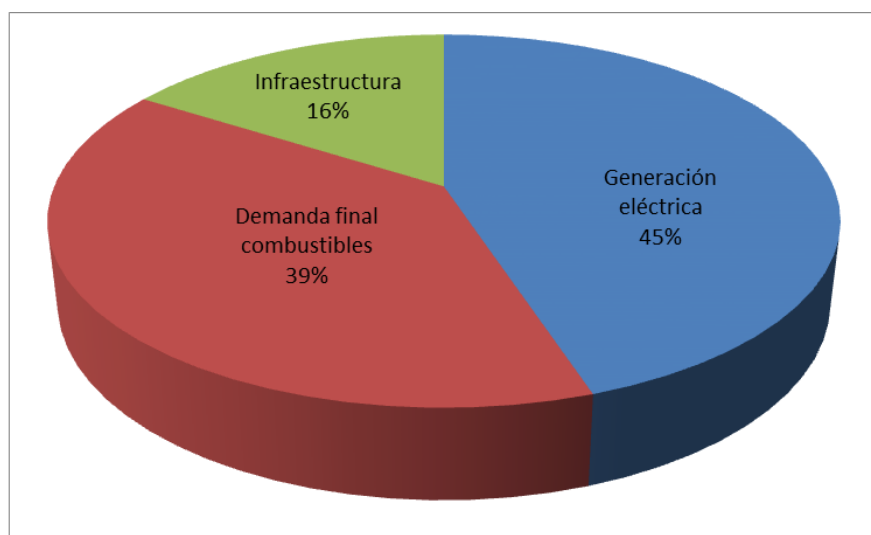


FIGURA 16 - Costo porcentual total acumulado para el escenario basado en electrificación. **FUENTE:** ELABORACIÓN PROPIA.

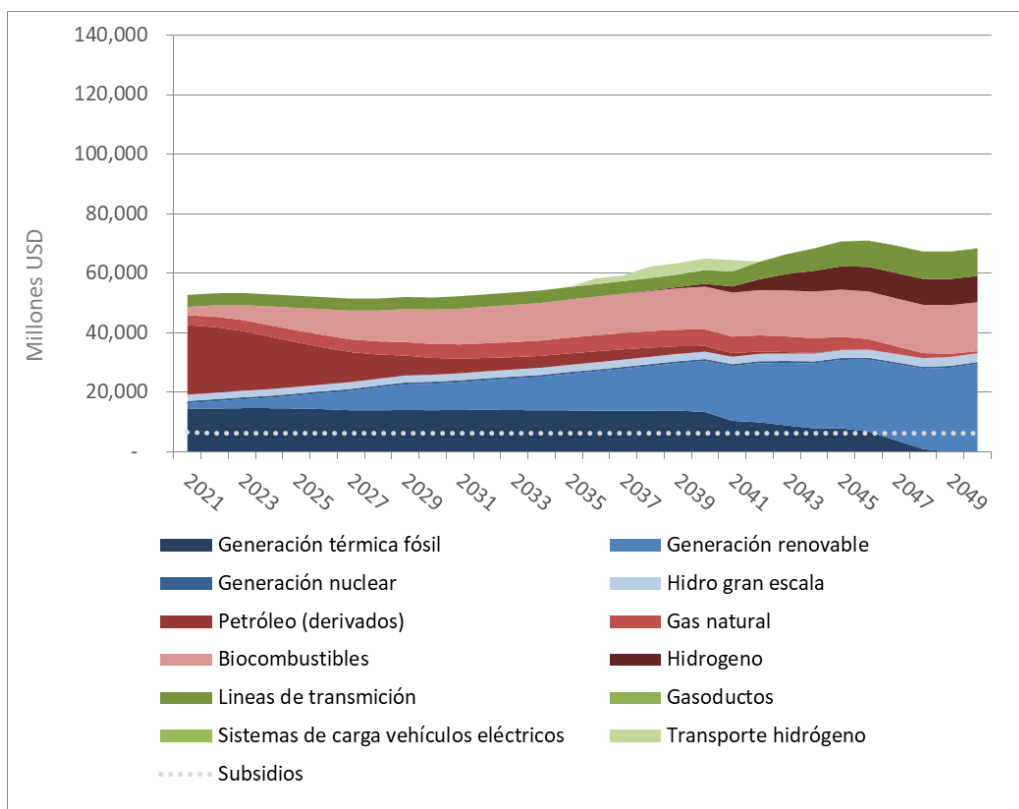


FIGURA 17 - Inversiones año a año desglosadas por rubro para el escenario basado en biocombustibles. **FUENTE:** ELABORACIÓN PROPIA.

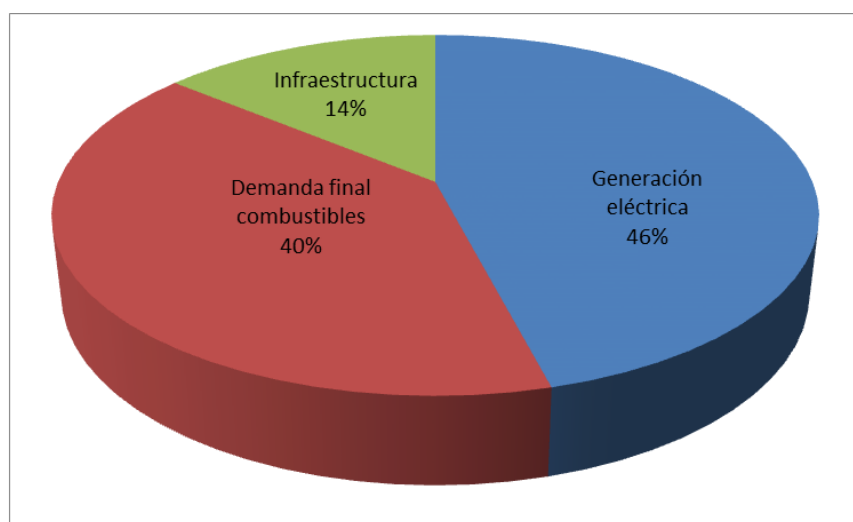


FIGURA 18 - Costo porcentual total acumulado para el escenario de biocombustibles. **FUENTE:** ELABORACIÓN PROPIA.

En las Figuras 19 y 20 se muestra el ahorro generado por cada escenario alternativo en el período 2021-2050, analizado respecto del escenario tendencial, considerando los valores medios. El costo del escenario basado en electrificación un 21% menor que el costo del escenario tendencial (US\$ 508.000 millones), y el costo del escenario basado en biocombustibles un 24% menor (US\$ 588.000 millones).

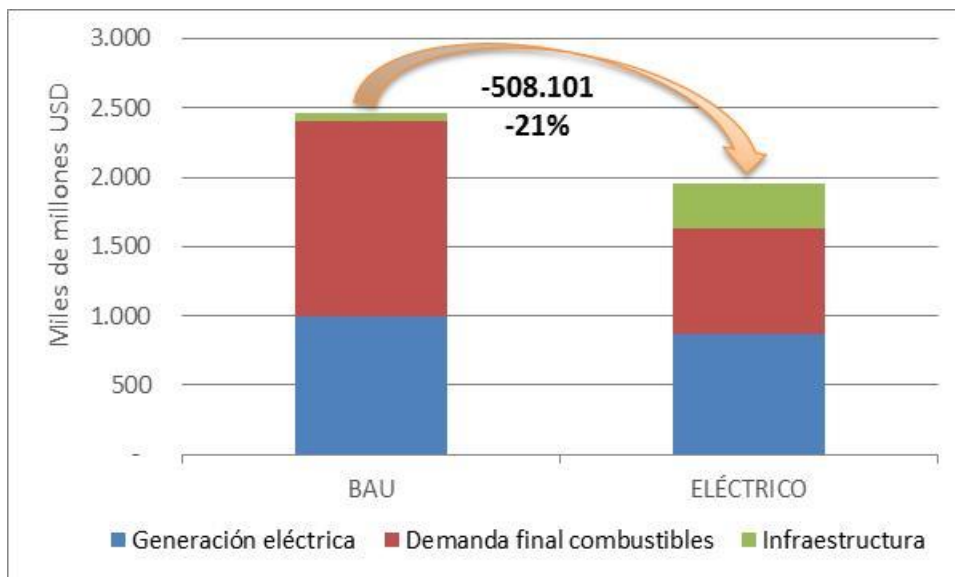


FIGURA 19 - Comparación entre costos medios totales del escenario tendencial y el escenario basado en electrificación. **FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.**

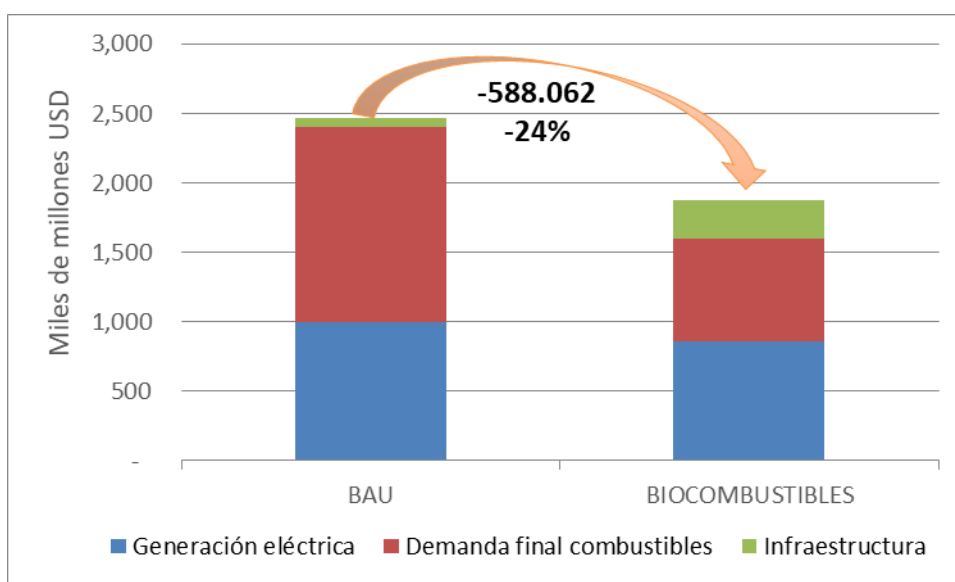


FIGURA 20 - Comparación entre costos medios totales del escenario tendencial y el escenario basado en biocombustibles. **FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.**

En la Figura 21 se muestran el rango de los costos acumulados para cada escenario, considerando los precios mínimos, medios y máximos. Se observa que el escenario mínimo tendencial es superior, incluso que el valor de media de los dos escenarios alternativos.

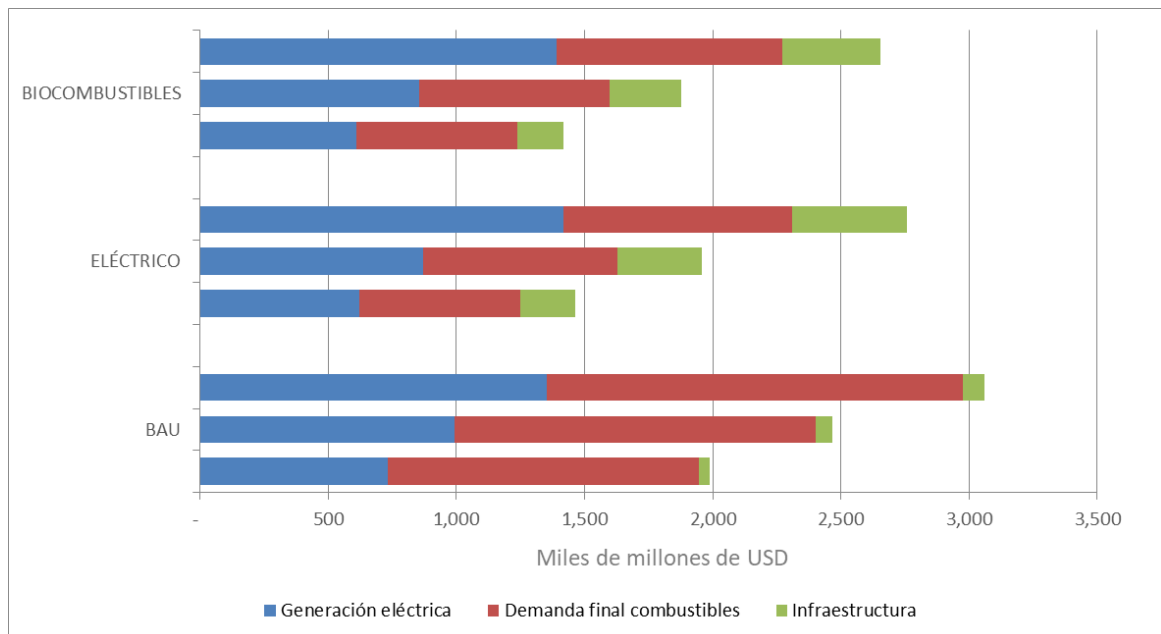


FIGURA 21 - Costos mínimos/medios/máximos acumulados a 2050 diferenciados por cada rubro principal para los tres escenarios analizados. **FUENTE:** ELABORACIÓN PROPIA.

En la Figura 22 se muestran los ahorros generados anualmente por cada escenario alternativo con respecto del escenario tendencial. El área marca el rango de posibles ahorros considerando los extremos inferior y superior para cada escenario (BAU).

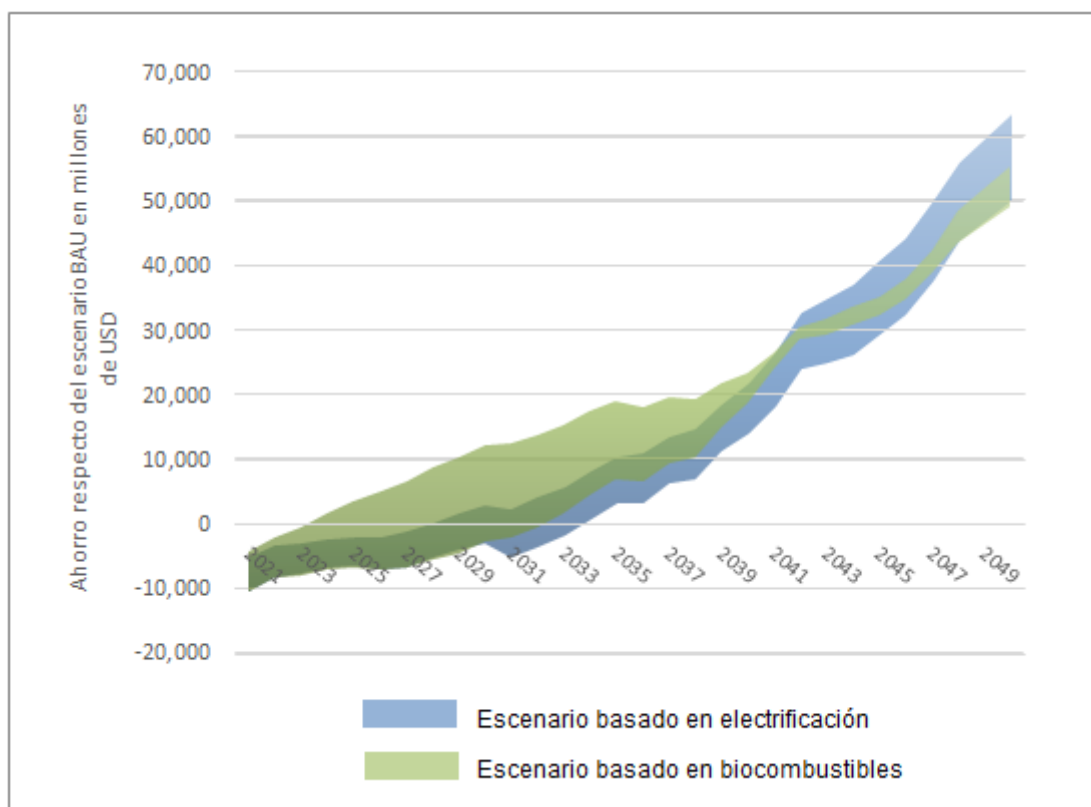


FIGURA 22 - Diferencia de costos año a año para los escenarios basado en electrificación y basado en biocombustibles respecto al escenario tendencial. El área sombreada representa el rango de ahorro o mayor costo de ambos escenarios alternativos respecto del escenario tendencial. **FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.**

En las Figuras 23 y 24 se observa la comparación, rubro a rubro, del costo de cada escenario, visualizando el ahorro o mayor costo generado por cada uno de los rubros considerados de los escenarios alternativos respecto del escenario tendencial. Así por ejemplo se ve que el mayor ahorro se produce al dejar de consumir combustibles fósiles tanto en la demanda final como para la generación eléctrica, en contrapartida los mayores costos ocurren en rubros como infraestructura debido a la necesidad de nuevas líneas de transmisión eléctrica, o la instalación de cargadores de vehículos eléctricos, también generan mayores costos la gran incorporación de generación eléctrica a partir de fuentes renovables y la producción de biocombustibles para el escenario basado en biocombustibles. La línea negra en las figuras indica el ahorro neto generado en cada escenario.

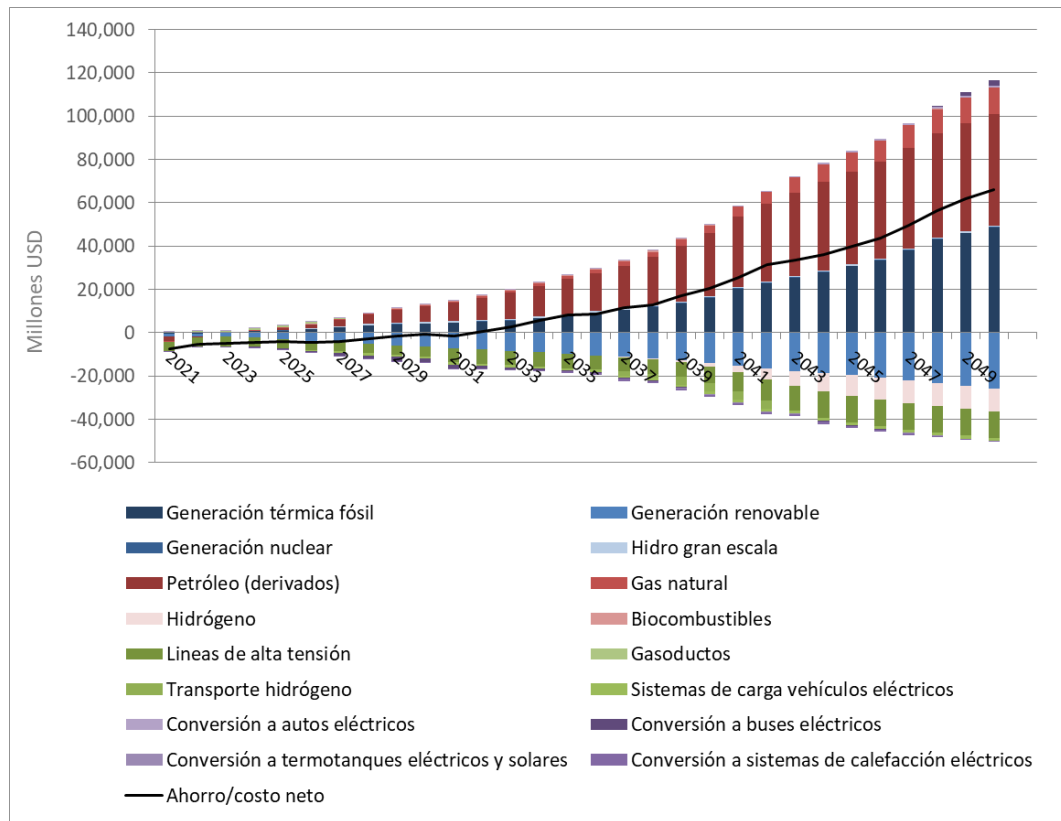


FIGURA 23 - Diferencia de costos rubro a rubro entre el escenario tendencial y el escenario basado en electrificación, los ahorros generados por el escenario basado en electrificación se muestran en valores positivos. **FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.**

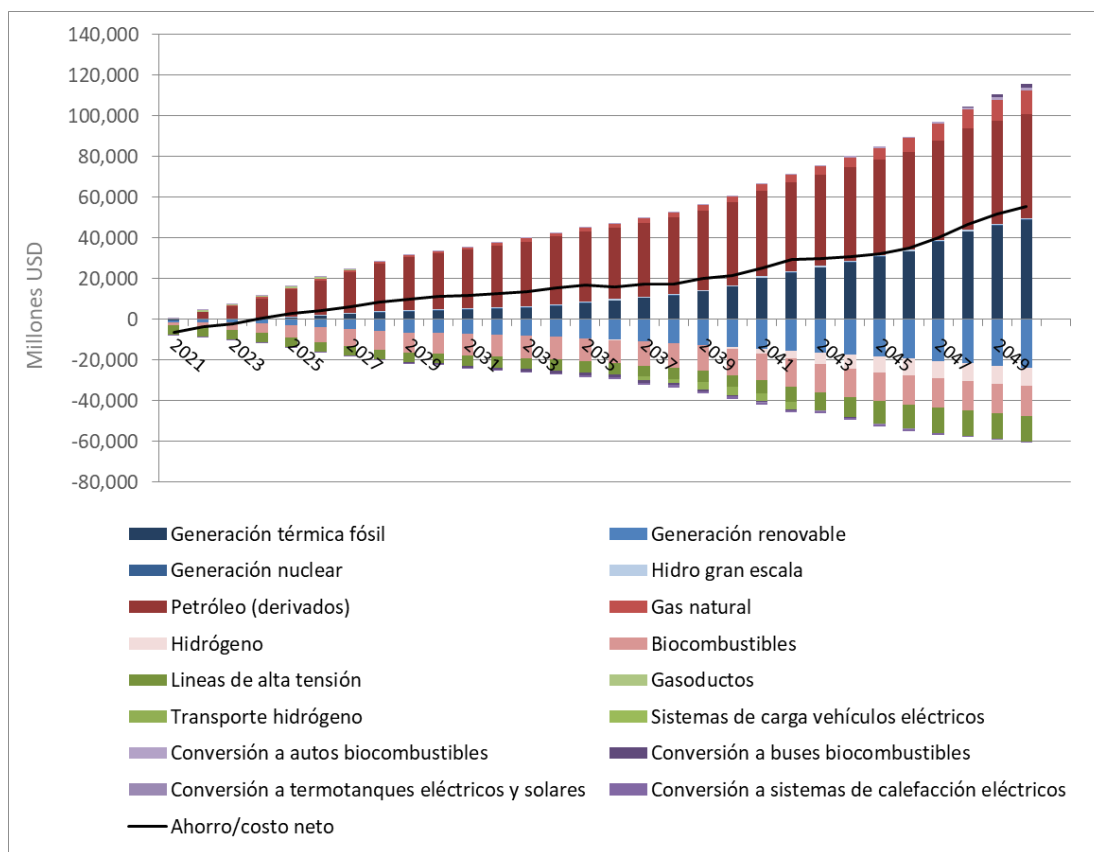


FIGURA 24 - Diferencia de costos rubro a rubro entre el escenario tendencial y el escenario basado en biocombustibles, los ahorros generados por el escenario basado en biocombustibles se muestran en valores positivos. **FUENTE:** ELABORACIÓN PROPIA.

Para ambos escenarios, el ahorro neto es positivo, como ya fuera señalado.

Posible impacto del redireccionamiento de los actuales subsidios

Resulta interesante comparar, sólo a modo de referencia, el costo de los escenarios analizados contra las partidas del presupuesto nacional que año a año se destinan a subsidiar la producción de combustibles fósiles, y la generación de energía eléctrica a partir de centrales térmicas que usan como combustible primario hidrocarburos como el gas natural y derivados del petróleo como fuel oil y gasoil. Para ello se proyectó un nivel de subsidios constantes al año 2050 igual al promedio de los últimos años (2017-2021).

En las Figuras 25 y 26 se muestra el monto total acumulado de los subsidios a 2050 comparándolo con el costo de diferentes rubros de los escenarios alternativos, así por ejemplo el monto de los subsidios a los combustibles fósiles alcanzaría para cubrir entre el 58% y 100% de las líneas de transmisión eléctrica necesarias para el escenario basado en electrificación, o alcanzaría para cubrir entre el 25% y 89% del monto necesario para energías renovables para generación eléctrica en el escenario basado en biocombustibles.

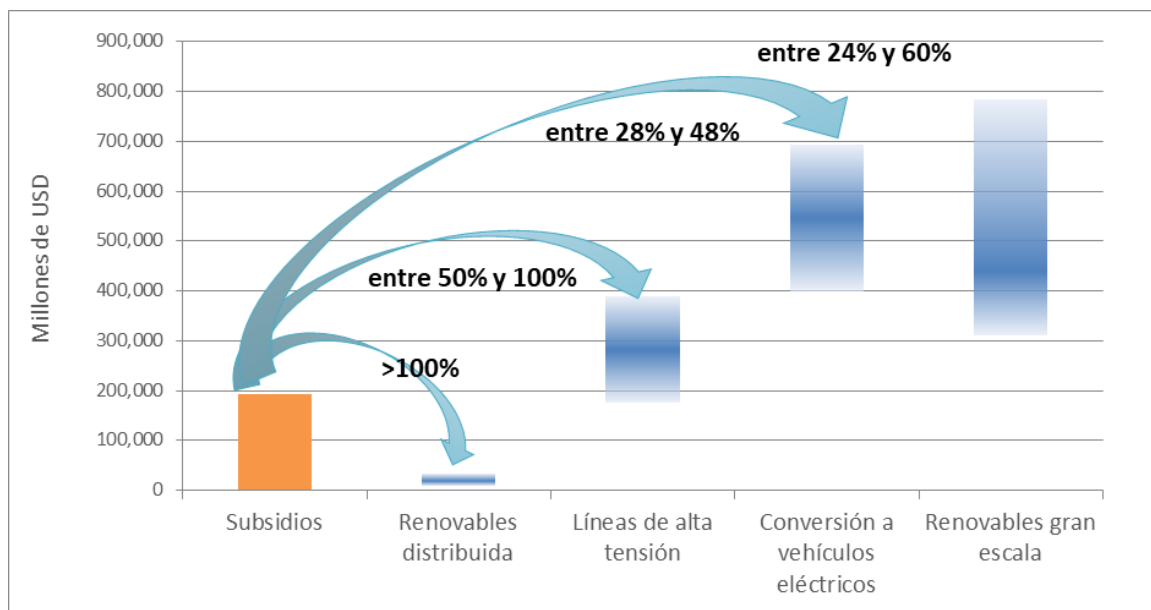


FIGURA 25 – Comparación de la proyección de subsidios acumulados a 2050 con respecto al costo de diferentes rubros del escenario basado en electrificación. **FUENTE:** ELABORACIÓN PROPIA.

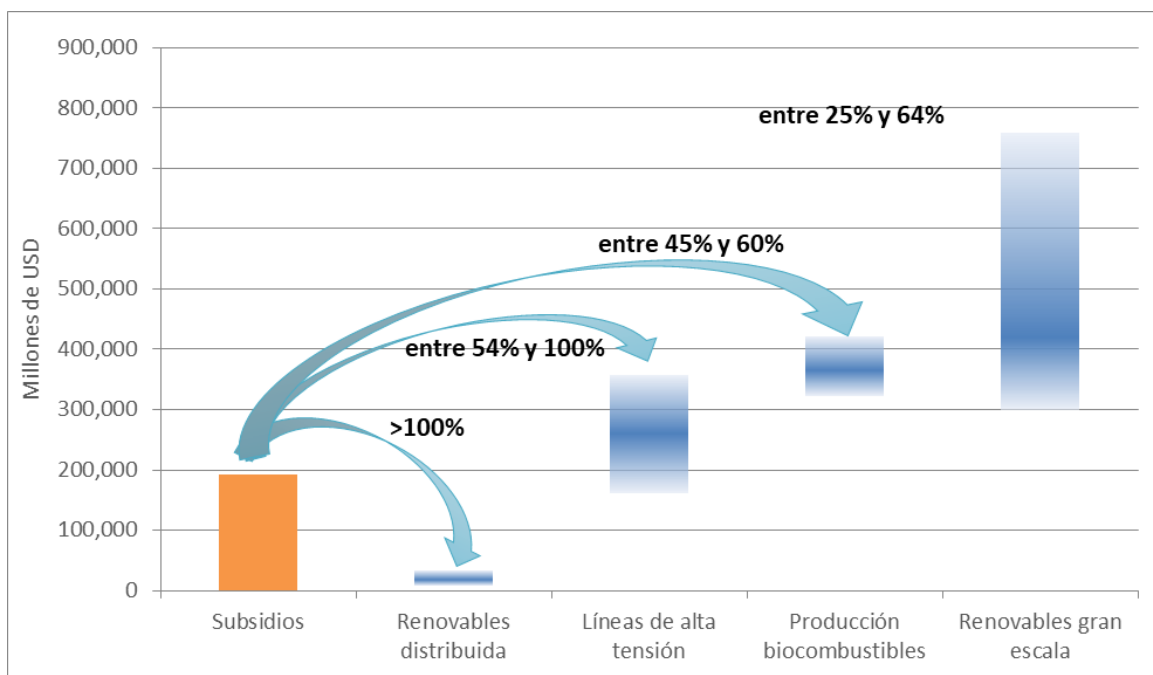


FIGURA 26 - Comparación de la proyección de subsidios acumulados a 2050 con respecto al costo de diferentes rubros del escenario basado en electrificación. **FUENTE:** ELABORACIÓN PROPIA.

Emisiones de gases de efecto invernadero

No sólo es relevante analizar el impacto económico de los diferentes escenarios planteados, para lograr un análisis integral es necesario considerar aspectos ambientales y sociales inevitablemente afectados por cualquier decisión adoptada en el plano energético.

Los escenarios alternativos planteados, no solo podrían generar ahorros económicos, sino también generan consecuencias socioambientales positivas, como la reducción de los niveles de contaminación de los suelos, los recursos hídricos y la atmósfera, y como se verá más adelante sobre la creación de empleos. En este ejercicio se analizaron los ahorros de emisiones de gases de efecto invernadero generados por los escenarios alternativos analizados. La eliminación de los combustibles fósiles de la matriz energética conduce a la lograr emisiones nulas para el sector Energía en el año 2050. Los resultados de la reducción de emisiones generada por cada escenario alternativo se muestran en las Figuras 27 y 28.

Para el cálculo de las emisiones se utilizaron los factores de emisión utilizados por Argentina en su “*Tercer informe bienal de actualización de la República Argentina a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático*”¹⁹.

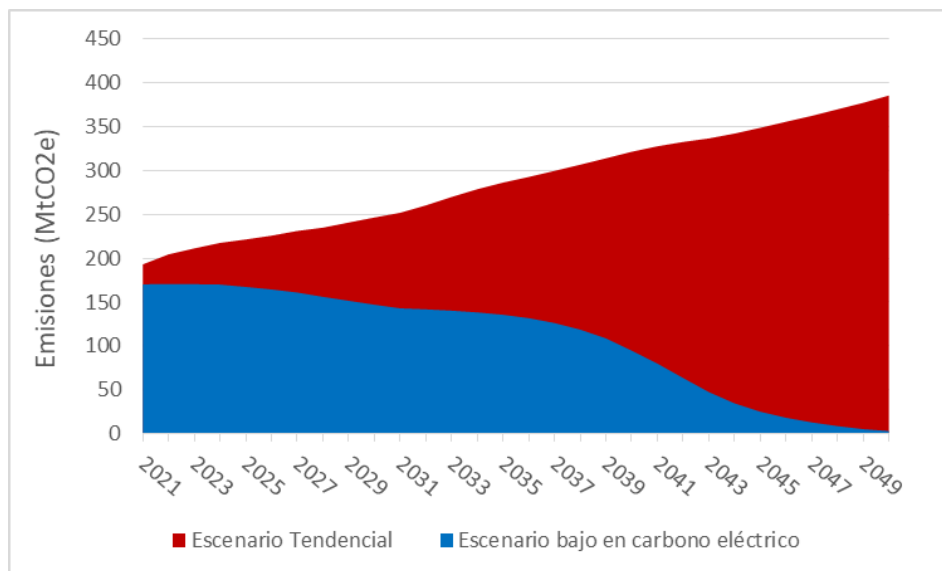


FIGURA 27 - Emisiones de dióxido de carbono equivalente para el escenario tendencial y el escenario basado en electrificación. **FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.**

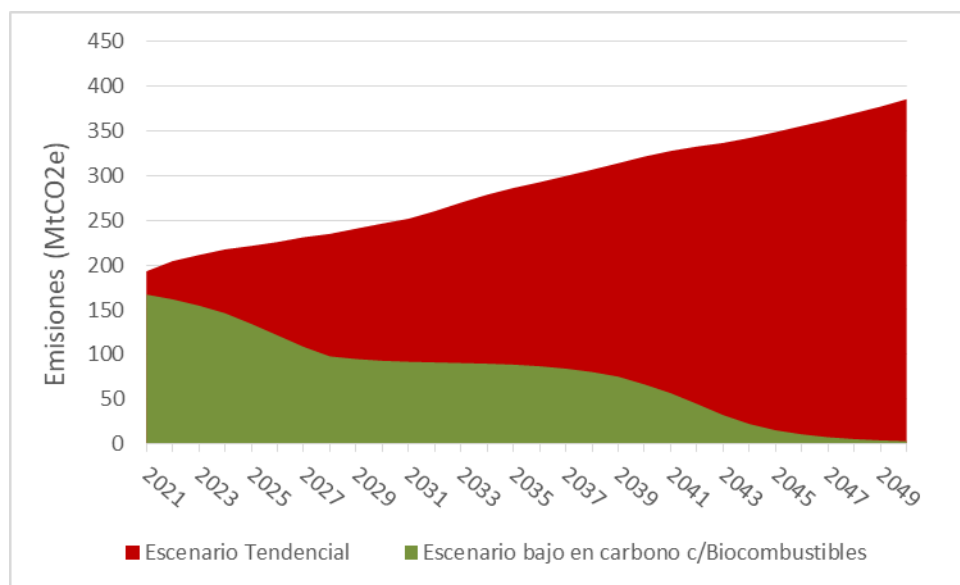


FIGURA 28 - Emisiones de dióxido de carbono equivalente para el escenario tendencial y el escenario basado en biocombustibles. **FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.**

¹⁹ Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. BUR 2016.

<https://www.argentina.gob.ar/ambiente/cambio-climatico/tercer-informe-bienal> (20/11/2020)

La Figura 29 muestra los ahorros netos de emisiones de gases de efecto invernadero que se lograrían con cualquiera de los escenarios alternativos con respecto al escenario tendencial, alcanzando en el año 2050 un ahorro de 386 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente, un valor similar al total de emisiones de gases de efecto invernadero que tiene hoy Argentina, que según el último Informe bienal de actualización de la República Argentina²⁰ fueron de 364 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente en el año 2016.

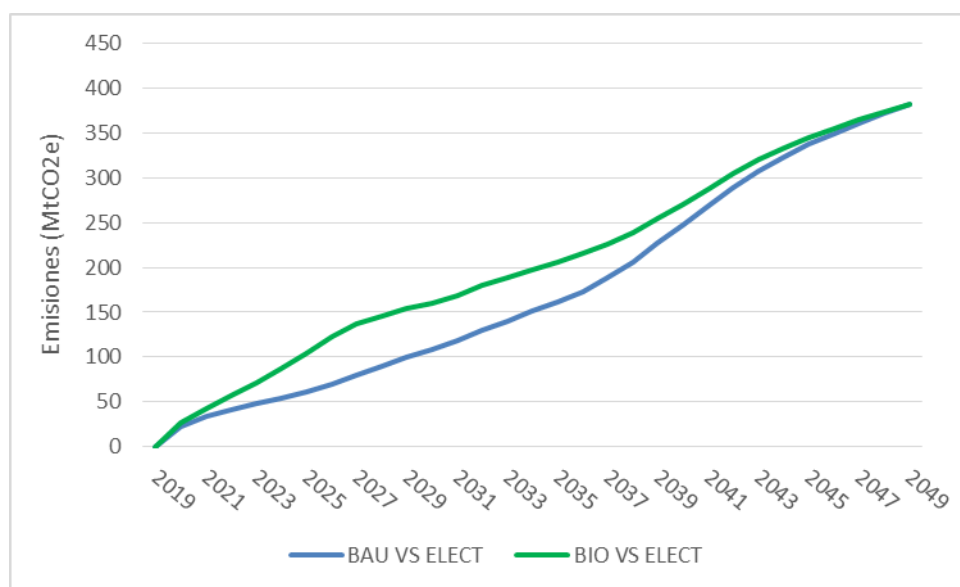


FIGURA 29 - Ahorro de emisiones de dióxido de carbono equivalente para ambos escenarios alternativos con respecto al escenario tendencial. **FUENTE:** ELABORACIÓN PROPIA.

Uso de la tierra en los escenarios alternativos

La gran incorporación de energías renovables en la matriz eléctrica y para la producción de hidrógeno, hace necesario considerar el efecto que esto traerá en el uso del suelo, sobre todo para tecnologías como la eólica y solar para las cuales el uso del

²⁰ https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/3er_iba.pdf

suelo no es despreciable. En las figuras a continuación se muestra el uso de suelo asociado a las tecnologías utilizadas y potencias instaladas para cada escenario.

Escenario basado en electrificación

En este escenario la superficie destinada a la instalación de centrales solares y eólicas, tanto para generación eléctrica como para producción de hidrógeno alcanza las 5,2 millones de hectáreas en el año 2050 (Figura 30), lo que representa el 1,9% del total del territorio continental argentino (sin considerar la Antártida, islas Malvinas e islas del Atlántico Sur).

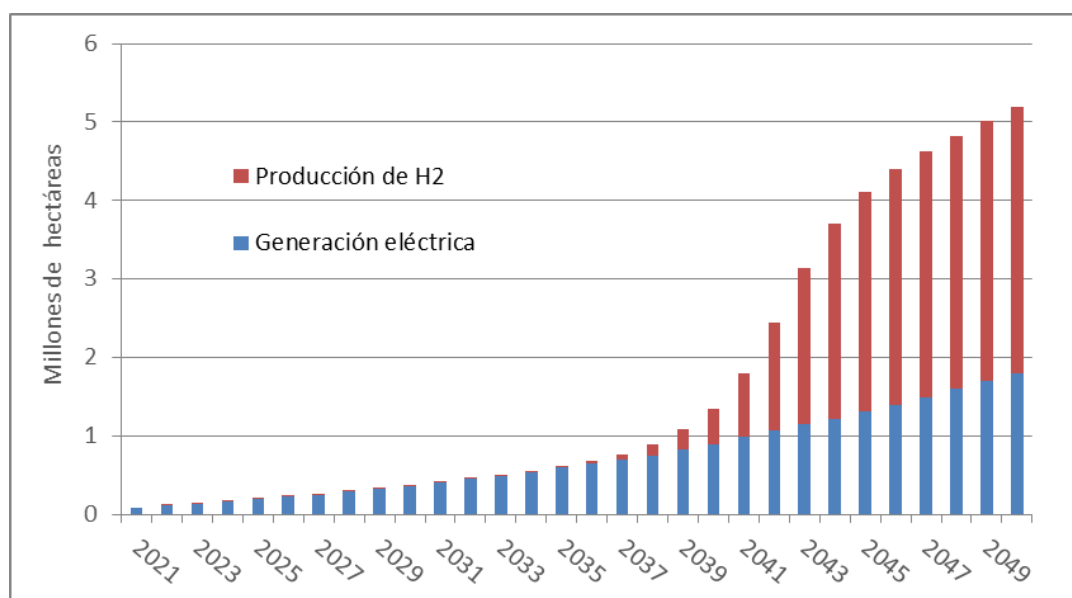


FIGURA 30 - Superficie destinada a la instalación de centrales solares y eólicas para generación eléctrica y para producción de hidrógeno del escenario de referencia basado en electrificación, evolución anual. **FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.**

Escenario basado en biocombustibles

Para este escenario la superficie destinada a la instalación de centrales solares y eólicas es un poco menor, llegando a los 4,6 millones de hectáreas en el año 2050 (Figura 31), lo que representa el 1,6% del territorio continental argentino.

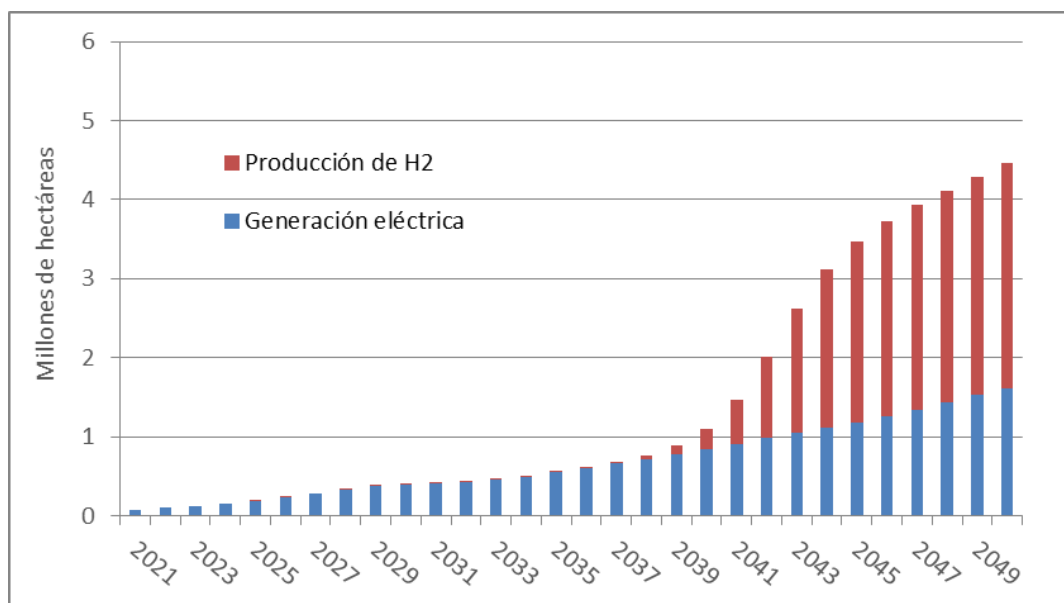


FIGURA 30 - Superficie destinada a la instalación de centrales solares y eólicas para generación eléctrica y para producción de hidrógeno del escenario de referencia basado en biocombustibles, evolución anual. **FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.**

En este escenario se debe considerar el impacto en el uso de la tierra debido al importante incremento en la producción y consumo de biocombustibles, y la posible consecuencia no deseada de la expansión de la frontera agrícola, principalmente sobre bosques nativos. La superficie destinada a la producción de biocombustibles superaría los 50 millones de hectáreas en 2050, lo que implica un incremento de 8 veces respecto del área actual destinada a la producción de biodiesel y bioetanol (Figura 32), superando, incluso, el actual área total destinado a agricultura (casi 39 millones de hectáreas). Lo que representaría aumentar el porcentaje del territorio argentino destinado a agricultura de un 14% al 18%.

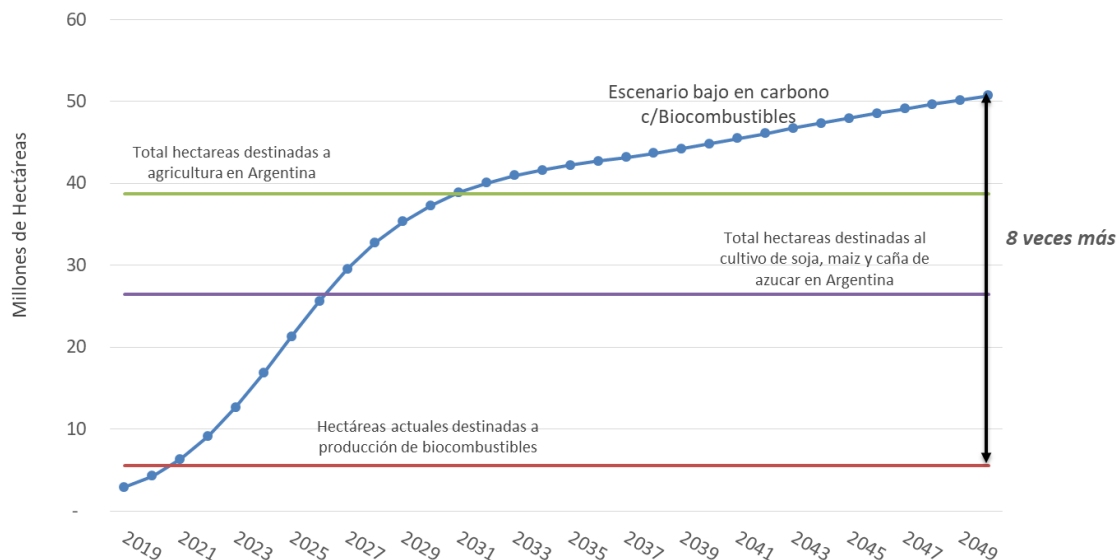


FIGURA 31 – Hectáreas destinadas a producción de biocombustibles del escenario de referencia basado en biocombustibles, evolución anual. **FUENTE:** ELABORACIÓN PROPIA.

Generación de empleos

Con relación a los aspectos sociales relacionados con los escenarios energéticos se analizó el efecto en la creación de empleos. Para ello se consideraron indicadores internacionales de la cantidad de empleos generada por cada tecnología de generación eléctrica²¹ que se muestran en la Tabla 1.

²¹ Czako, V. 2020: Employment in the Energy Sector Status Report 2020. EU Science Hub, European Commission
https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC120302/employment_energy_status_report_2020.pdf

TABLA 1 - Indicadores de empleo para cada tecnología de generación de energía eléctrica y producción de hidrocarburos.

Tecnología de generación	Plazo de construcción (Años)	Construcción/ instalación (Empleos por año/MW)	Fabricación (Empleos por año/MW)	Operación y mantenimiento (Empleos/MW)	Suministro de combustible primario (Empleos/PJ)
Carbón	5	11.2	5.4	0.14	39.7
Petróleo y gas	2	1.3	0.93	0.14	24.74 ^a
Nuclear	10	11.8	1.3	0.6	0.001 ^b
Biomasa	2	14	2.9	1.5	29.9
Hidro de gran escala	2	7.4	3.5	0.2	
Hidro renovables	2	15.8	10.9	4.9	
Eólico onshore	2	3.2	4.7	0.3	
Eólico offshore	4	8	15.6	0.2	
Solar FV	1	13	6.7	0.7	
Geotérmica	2	6.8	3.9	0.4	
Oceánica	2	10.2	10.2	0.6	

^a Dato elaborado para Argentina según datos del nacionales del Ministerio de Trabajo y el Ministerio de Economía:
<http://www.trabajo.gob.ar/estadisticas/oede/estadisticasnacionales.asp>
<https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/hidrocarburos/produccion-de-petroleo-y-gas>
 El promedio mundial es de 15,1 Empleos/PJ

^b Trabajos/GWh demanda final

Para la producción de biocombustibles se tomaron valores de estadísticas nacionales. Los valores considerados con sus respectivas referencias se muestran en la Tabla 2.

TABLA 2 - Valores de estadísticas nacionales para la producción de biocombustibles

Biocombustible	Indicador	Referencia
Biodiesel	1 empleo por cada 2675 ton/año	Daniele Epifanio y Christoph Ernst, 2019: La cadena de suministro de biodiésel en Argentina: ¿una oportunidad para el avance social?. Organización Internacional del Trabajo. https://www.ilo.org/wcmsp5/groups/public/---americas/---ro-lima/--ilo-buenos_aires/documents/publication/wcms_734241.pdf
Bioetanol	1 empleo por cada 763 m ³ /año	FAO, 2019: Estudio del empleo verde, actual y potencial, en el sector de bioenergías http://www.probiomasa.gob.ar/_pdf/DT15-EmpleoVerde-SantaFe-01-07-2019.pdf

Los resultados de analizar la generación de empleo de cada escenario considerando los indicadores antes presentados se muestran en la Figura 33, se graficó la media móvil de empleos generados considerando un período de 5 años. Como puede verse en la figura, los escenarios alternativos generar mayor cantidad de empleos que los escenarios alternativos, la diferencia se hace cada vez más importante a medida que avanza la transformación de la matriz energética, de la matriz actual con una alta preponderancia de combustibles fósiles hacia una matriz basada en recursos energéticos renovables en el año 2050.

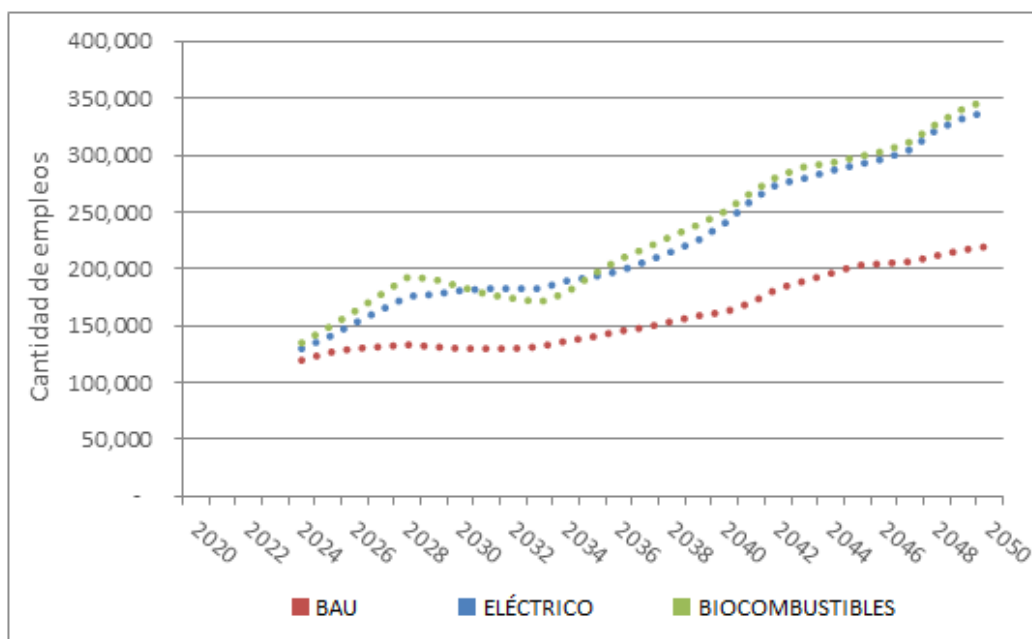


FIGURA 32 - Cantidad de empleos totales para cada uno de los escenarios analizados. Media móvil de período 5 años. **FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.**

En la Figura 34 se muestra la diferencia en la cantidad de empleos generados de cada escenario alternativo respecto del escenario tendencial, la diferencia se va incrementando año a año hasta alcanzar las de 120.000 empleos de diferencia en el año 2050.

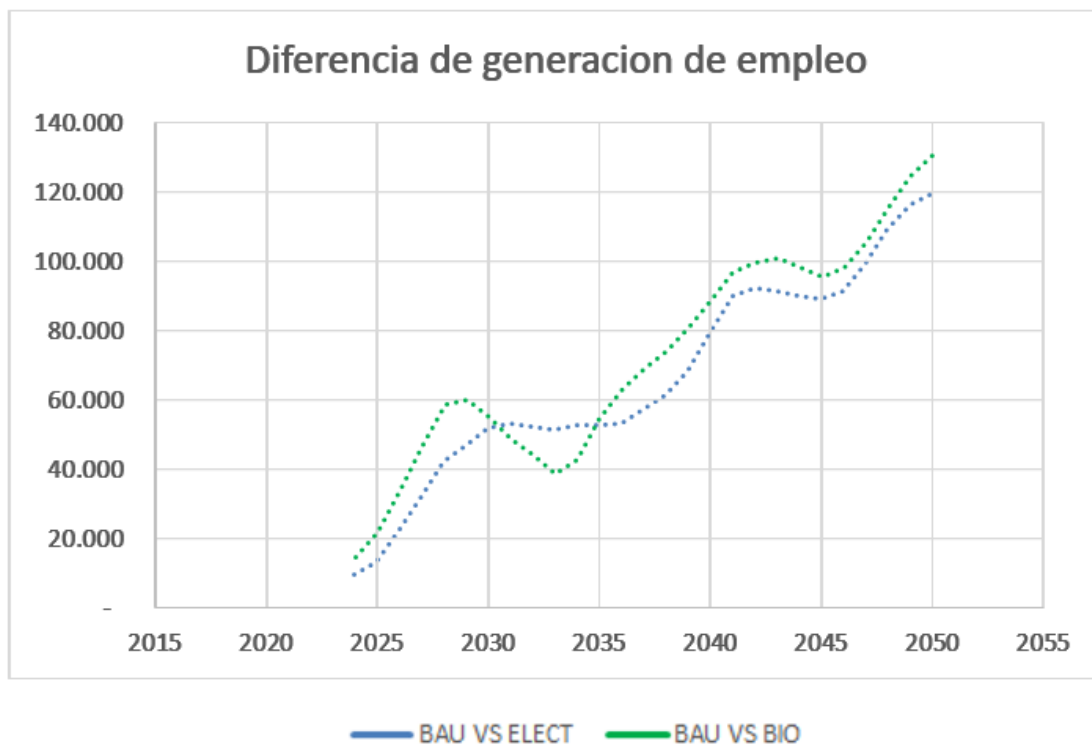


FIGURA 33 - Diferencia de empleos totales para ambos escenarios alternativos con respecto al escenario tendencial. **FUENTE:** ELABORACIÓN PROPIA.

Consideraciones finales

Los escenarios energéticos alternativos elaborados muestran dos caminos posibles entre varios, donde se extreman algunas tendencias, electrificación en un caso y uso de biocombustibles en otro. El escenario óptimo probablemente resulte de una combinación de éstos, y ese óptimo deberá surgir de combinar el análisis económico con el análisis de las consecuencias ambientales y sociales de cada una de las acciones que requiere cada escenario.

Los resultados obtenidos muestran que los escenarios alternativos con cero emisiones al 2050 tienen un menor costo acumulado total, considerando los costos de la energía y de la infraestructura, en relación al escenario tendencial con las medidas propuestas por las autoridades del área. En el período analizado 2021-2050 se pueden observar ahorros acumulados que superan los US\$ 500.000 millones; un promedio de US\$

16.600 millones por año. Aun cuando se adicionan los costos incrementales del cambio de equipamiento necesario para la transformación de la demanda, como el cambio a vehículos eléctricos, la introducción de calefones solares y de termotanques eléctricos, el costo acumulado total sigue siendo menor para los escenarios alternativos. Un redireccionamiento de los actuales subsidios a los hidrocarburos podría ser fuente de financiamiento para la transición hacia los escenarios alternativos.

Con respecto a los aspectos ambientales, este trabajo sólo incluye un análisis de las emisiones de gases de efecto invernadero y el uso del suelo para cada escenario alternativo. En el caso de las emisiones, la reducción que se podría lograr en cada caso es la diferencia con las emisiones del escenario tendencial. Esta reducción para el año 2050, cuando los escenarios alternativos llegan emisiones nulas, es de aproximadamente 370 millones de toneladas de CO₂ equivalente; un valor similar al de las emisiones totales actuales de la Argentina.

En cuanto al uso del suelo, el escenario alternativo basado en electrificación muestra un uso del suelo relativamente razonable, sin embargo el escenario alternativo basado en biocombustibles muestra un uso del suelo del mismo orden de magnitud que la actual superficie cultivada en el país, lo que resulta preocupante para este escenario.

En cuanto a aspectos sociales, en este trabajo se realizó una estimación del potencial de generación de empleos de los escenarios alternativos en relación al escenario tendencial. Los resultados muestran una mayor generación de empleos para ambos escenarios alternativos, alcanzando para el año 2050 la creación de 120 mil más empleos que el escenario tendencial en ese mismo año.

Los resultados obtenidos muestran algunas ventajas para los escenarios alternativos, sin embargo estas ventajas podrían amplificarse de realizarse un necesario y detallado análisis de otros aspectos económicos, ambientales y sociales, pero también políticos, que hacen a la sostenibilidad del sector energético y, en forma más general, a la sostenibilidad del desarrollo del país.

Anexo I:

**Costos medio, inferior y superior para el año 2020 y
referencias para cada una de las categorías analizadas**

TABLA A1 – Costos medio, inferior y superior para el año 2020 y referencias para cada una de las categorías analizadas

Categoría	Límite	Unidad	2020	Referencia
Energía eléctrica a partir de energía nuclear	Inferior	USD/kWh	0.03	Projected Costs of Generating Electricity. 2015 Edition - IEA https://webstore.iea.org/download/direct/744?fileName=ElecCost2015.pdf
	Media	USD/kWh	0.05	
	Superior	USD/kWh	0.08	
Energía eléctrica a partir de Biogas	Inferior	USD/kWh	0.12	IRENA; Renewable Power Generation Costs in 2019 https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2019.pdf
	Media	USD/kWh	0.17	
	Superior	USD/kWh	0.18	Precios adjudicados diferentes rondas programa RenovAr: https://www.minem.gob.ar/www/833/25871/precios-adjudicados-del-programa-renovar
Energía eléctrica a partir de Biogas de relleno sanitario	Inferior	USD/kWh	0.09	IRENA, Renewable Power Generation Costs in 2019 https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2019.pdf
	Media	USD/kWh	0.13	
	Superior	USD/kWh	0.42	
Energía eléctrica a partir de Biomasa	Inferior	USD/kWh	0.11	IRENA; Renewable Power Generation Costs in 2019 https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2019.pdf
	Media	USD/kWh	0.13	

	Superior	USD/kWh	0.15	Precios adjudicados diferentes rondas programa RenovAr: https://www.minem.gob.ar/www/833/25871/precios-adjudicados-del-programa-renovar
Energía eléctrica a partir de Eólico onshore	Inferior	USD/kWh	0.04	IRENA; Renewable Power Generation Costs in 2019 https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2019.pdf
	Media	USD/kWh	0.05	
	Superior	USD/kWh	0.07	Precios adjudicados diferentes rondas programa RenovAr: https://www.minem.gob.ar/www/833/25871/precios-adjudicados-del-programa-renovar
Energía eléctrica a partir de Mini Hidros	Inferior	USD/kWh	0.09	IRENA; Renewable Power Generation Costs in 2019 https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2019.pdf
	Media	USD/kWh	0.10	
	Superior	USD/kWh	0.11	Precios adjudicados diferentes rondas programa RenovAr: https://www.minem.gob.ar/www/833/25871/precios-adjudicados-del-programa-renovar
Energía eléctrica a partir de Solar fotovoltaico	Inferior	USD/kWh	0.04	IRENA; Renewable Power Generation Costs in 2019 https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2019.pdf
	Media	USD/kWh	0.05	

	Superior	USD/kWh	0.06	Precios adjudicados diferentes rondas programa RenovAr: https://www.minem.gob.ar/www/833/25871/precios-adjudicados-del-programa-renovar
Energía eléctrica a partir de Solar fotovoltaico distribuida	Inferior	USD/kWh	0.06	IRENA, Renewable Power Generation Costs in 2019 https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2019.pdf
	Media	USD/kWh	0.12	
	Superior	USD/kWh	0.22	
Energía eléctrica a partir de Almacenamiento (baterías)	Inferior	USD/kWh	0.22	Oliver Schimdt, Sylvain Melchior et al. 2019: Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies. <i>Joule</i> . https://doi.org/10.1016/j.joule.2018.12.008
	Media	USD/kWh	0.32	
	Superior	USD/kWh	0.54	https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S254243511830583X
Energía eléctrica a partir de Grandes Hidros	Inferior	USD/kWh	0.03	IRENA, Renewable Power Generation Costs in 2019 https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2019.pdf
	Media	USD/kWh	0.05	
	Superior	USD/kWh	0.12	
Energía eléctrica a partir de Ciclo combinado	Inferior	USD/kWh	0.06	Projected Costs of Generating Electricity. 2015 Edition - IEA https://webstore.iea.org/download/direct/744?fileName=ElecCost2015.pdf
	Media	USD/kWh	0.10	
	Superior	USD/kWh	0.15	
Energía eléctrica a partir de Turbina de	Inferior	USD/kWh	0.05	Projected Costs of Generating Electricity. 2015 Edition - IEA https://webstore.iea.org/download/direct/744?fileName=ElecCost2015.pdf
	Media	USD/kWh	0.09	

Vapor	Superior	USD/kWh	0.14	
Energía eléctrica a partir de Turbina de gas	Inferior	USD/kWh	0.11	Projected Costs of Generating Electricity. 2015 Edition - IEA https://webstore.iea.org/download/direct/744?fileName=ElecCost2015.pdf
	Media	USD/kWh	0.15	
	Superior	USD/kWh	0.21	
Energía eléctrica a partir de motores diesel	Inferior	USD/kWh	0.09	Projected Costs of Generating Electricity. 2015 Edition - IEA https://webstore.iea.org/download/direct/744?fileName=ElecCost2015.pdf
	Media	USD/kWh	0.13	
	Superior	USD/kWh	0.15	
Energía eléctrica a partir de Cogeneración	Inferior	USD/kWh	0.06	Projected Costs of Generating Electricity. 2015 Edition - IEA https://webstore.iea.org/download/direct/744?fileName=ElecCost2015.pdf
	Media	USD/kWh	0.10	
	Superior	USD/kWh	0.15	
Fuel Oil	Inferior	USD/tn	419.90	CMMESA, Precios de Referencia de Combustible https://portalweb.cammesa.com/memnet1/revistas/estacional/evolucion_Pref_Comb.html
	Media	USD/tn	535.06	
	Superior	USD/tn	707.52	
Gas Oil	Inferior	USD/l	0.96	CMMESA, Precios de Referencia de Combustible https://portalweb.cammesa.com/memnet1/revistas/estacional/evolucion_Pref_Comb.html
	Media	USD/l	1.15	
	Superior	USD/l	1.44	

H2	Inferior	USD/kg	2.18	CAMMESA, Precios de Referencia de Combustible https://portalweb.cammesa.com/memnet1/revistas/estacional/evolucion_Pref_Comb.html
	Media	USD/kg	3.12	
	Superior	USD/kg	4.06	
Biodiesel	Inferior	USD/ton	616.71	Ministerio de Economía, Presidencia de la Nación. 2020. Precios de Biocombustibles. https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/hidrocarburos/biocombustibles/precios-de-biocombustibles
	Media	USD/ton	654.64	
	Superior	USD/ton	705.20	
Bioetanol	Inferior	USD/m3	420.15	Ministerio de Economía, Presidencia de la Nación. 2020. Precios de Biocombustibles. https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/hidrocarburos/biocombustibles/precios-de-biocombustibles
	Media	USD/m3	470.79	Ministerio de Economía, Presidencia de la Nación, 2018. Informes de cadena de valor. https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/sspmicro_cadenas_de_valor_azucar.pdf
	Superior	USD/m3	533.14	Precio Maiz 2000-2019 https://www.eeaoc.gob.ar/?articulo=precio-maiz-2000-2018
Bio Oil	Inferior	USD/tn	770.89	El precio del Bio Oil se proyectó como el del Biodiesel con un aumento de un 25%
	Media	USD/tn	818.29	
	Superior	USD/tn	881.50	
Carbón	Inferior	USD/tn	98.42	https://webstore.iea.org/download/direct/224

	Media	USD/tn	104.50	
	Superior	USD/tn	109.67	
Gas Natural	Inferior	USD/Mm3	107.36	Secretaría de Energía, Presidencia de la Nación. 2020. Regalías de Petróleo Crudo, Gas Natural, GLP, Gasolina y de Condensado. http://datos.minem.gob.ar/dataset/regalias-de-petroleo-crudo-gas-natural-glp-gasolina-y-condensado
	Media	USD/Mm3	120.35	
	Superior	USD/Mm3	138.28	
Gas Natural Licuado	Inferior	USD/Mm3	298.33	IEASA, Integración Energética Argentina S.A. http://www.ieasa.com.ar/index.php/gas/
	Media	USD/Mm3	349.98	
	Superior	USD/Mm3	415.83	
GLP (Gas Licuado de Petróleo)	Inferior	USD/Mm3	118.23	Secretaría de Energía, Presidencia de la Nación. 2020. Regalías de Petróleo Crudo, Gas Natural, GLP, Gasolina y de Condensado. http://datos.minem.gob.ar/dataset/regalias-de-petroleo-crudo-gas-natural-glp-gasolina-y-condensado
	Media	USD/Mm3	143.96	
	Superior	USD/Mm3	159.26	
Nafta	Inferior	USD/l	0.98	Secretaría de Energía, Presidencia de la Nación. 2020. Regalías de Petróleo Crudo, Gas Natural, GLP, Gasolina y de Condensado. http://datos.minem.gob.ar/dataset/regalias-de-petroleo-crudo-gas-natural-glp-gasolina-y-condensado
	Media	USD/l	1.20	
	Superior	USD/l	1.43	
Jet Fuel	Inferior	USD/l	0.67	Secretaría de Energía, Presidencia de la Nación. 2020. Regalías de Petróleo Crudo, Gas Natural, GLP, Gasolina y de Condensado. http://datos.minem.gob.ar/dataset/regalias-de-petroleo-crudo-gas-natural-glp-gasolina-y-condensado
	Media	USD/l	0.83	

	Superior	USD/l	0.97	gasolina-y-condensado
Calefones solares	Inferior	USD/u	195.50	Se consideró calefones solar de 80 lts
	Media	USD/u	258.06	
	Superior	USD/u	350.93	www.mercadolibre.com.ar
Calefón o termotanque gas	Inferior	USD/u	169.11	Se consideró calefones a gas de 80lts
	Media	USD/u	215.05	
	Superior	USD/u	371.46	www.mercadolibre.com.ar
Calefón eléctrico	Inferior	USD/u	185.73	Se consideró calefones electricos de 80lts
	Media	USD/u	215.05	
	Superior	USD/u	293.26	www.mercadolibre.com.ar
Calefactor a gas	Inferior	USD/u	97.75	Se consideraron equipos de 3000kcal/h
	Media	USD/u	146.63	
	Superior	USD/u	195.50	www.mercadolibre.com.ar
Bomba de calor (split frío/calor)	Inferior	USD/u	488.76	Se consideraron equipos de potencia equivalente a 3000kcal/h
	Media	USD/u	586.51	
	Superior	USD/u	684.26	www.mercadolibre.com.ar

Vehículo nafta/diesel	Inferior	USD/u	13,721.06	Peugeot 208, Peugeot 308 Allure, Peugeot 408 Allure, Peugeot 2008 SUV, Volkswagen Vento, Volkswagen Saveiro, Volkswagen UP,
	Media	USD/u	18,819.91	Volkswagen Gold Trend, Volkswagen Polo, Fiat Ducato, Fiat Cronos, Fiat Argo, Renault Duster, Renault Kwid, Renault Sandero,
	Superior	USD/u	23,918.77	Renault Logan, Renault Capture, Ford Ecoesport, Ford Ka, Citroen C4 y Citroen C3. https://autos.mercadolibre.com.ar/autos-0km
Vehículo eléctrico	Inferior	USD/u	24,164.96	https://www.quecohemecompro.com/blog/comparativa-coches-electricos-guia-de-compra/
	Media	USD/u	32,201.47	https://www.iproup.com/innovacion/15016-auto-electrico-modelos-precios-y-cuales-ya-se-producen-en-argentina
	Superior	USD/u	40,237.99	https://cleantechnica.com/2019/04/17/bnef-shocker-electric-cars-price-competitive-in-2020-as-battery-costs-plummet/
Vehículo biocombustibles	Inferior	USD/u	16,465.27	Los vehiculos con motor para biocombustibles se proyectaron como los vehiculos de combustion interna, con un aumento del 25% la diferencia de costo se hace más pequeña hasta igualarse los precios en el año 2025
	Media	USD/u	22,583.90	
	Superior	USD/u	28,702.52	
Bus diesel	Inferior	USD/u	116,279.07	https://vehiculos.mercadolibre.com.ar/colectivos/
	Media	USD/u	145,348.84	https://www.olx.com.ar/camiones-vehiculos-comerciales_c416/q-colectivo
	Superior	USD/u	174,418.60	https://www.autofoco.com/usados/-/camiones+y+omnibus/omnibus

Bus eléctricos	Inferior	USD/u	280,000.00	https://www.mordorintelligence.com/industry-reports/china-automotive-electric-bus-market
	Media	USD/u	315,000.00	
	Superior	USD/u	350,000.00	https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/Electric%20buses%20arrive%20on%20time.pdf
Bus biodiesel	Inferior	USD/u	145,348.84	Los buses con motor para biocombustibles se proyectaron como los buses de combustion interna, con un aumento del 25%
	Media	USD/u	181,686.05	
	Superior	USD/u	218,023.26	
Líneas de alta tensión	Inferior	USD/km	775,740.79	http://www.petrotecnica.com.ar/petro_08/SIN_SP.pdf
	Media	USD/km	1,246,720.37	Secretaría de Energía, Ministerio de Desarrollo Productivo, Presidencia de la Nación. Junio 2020. https://econojournal.com.ar/cntnt/uploads/2020/07/MASTER-PLAN-11-JUN-2020-1.pdf . (17/12/2020)
	Superior	USD/km	1,717,699.95	http://www.construar.com.ar/2018/09/cartellone-se-adjudico-la-construccion-de-una-linea-de-alta-tension-en-san-juan-900-millones/
Gasoductos	Inferior	USD/km	2,058,579.36	IAPG. Insituto Argentino de Petróleo y Gas https://www.iapg.org.ar/download/Downstream.pdf
	Media	USD/km	2,533,425.67	Secretaría de Energía, Ministerio de Desarrollo Productivo, Presidencia de la Nación. Junio 2020. https://econojournal.com.ar/cntnt/uploads/2020/07/MASTER-PLAN-11-JUN-2020-1.pdf . (17/12/2020)

	Superior	USD/km	3,008,271.98	https://www.bnamericas.com/es/reportajes/los-5-mayores-proyectos-de-gasoductos-de-argentina
Sistemas de carga vehículos eléctricos	Inferior	USD/auto	2,455.50	https://webstore.iea.org/download/direct/3007
	Media	USD/auto	2,954.81	https://www.evgo.com/wp-content/uploads/2020/05/2020.05.18_EVgo-Whitepaper_DCFC-cost-and-policy.pdf
	Superior	USD/auto	3,454.13	https://hiconics-zn.en.made-in-china.com

Análisis comparativo de costos para la transición energética en la Argentina

Preparado por

Daniela Keesler
Nicolás Díaz Almassio
Gabriel Blanco

*Centro de Tecnologías Ambientales y Energía
Facultad de Ingeniería
Universidad Nacional del Centro*

para

Periodistas por el Planeta

Diciembre 2020