

Transición energética en la Argentina: Construyendo alternativas

Autores: Gabriel Blanco y Daniela Keesler

**Colaboradores: Melina Améndola, Candela Asís, Nicolás Díaz Almassio,
Eugenia Giuliadori, David Leidi, Nicolás Medziack, Nicolás Pereyra**

Centro de Tecnologías Ambientales y Energía
Facultad de Ingeniería
Universidad Nacional del Centro de la Provincia de Buenos Aires



Cita sugerida: Blanco, G. y D. Keesler, 2022. *Transición energética en la Argentina: Construyendo alternativas*. Centro de Tecnologías Ambientales y Energía, Facultad de Ingeniería, UNICEN. Editado por Fundación Ambiente y Recursos Naturales. Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina.

CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN	3
2. OBJETIVOS DEL TRABAJO	4
3. DESARROLLO DE ESCENARIOS ENERGÉTICOS PARA LA ARGENTINA	5
3.1 Consideraciones de los escenarios energéticos modelados	5
3.2 Resultados de los escenarios alternativos	14
4. ESTIMACIÓN DE LOS COSTOS ASOCIADOS A LOS ESCENARIOS ENERGÉTICOS ALTERNATIVOS	16
4.1 Costos considerados	17
4.2 Resultados y análisis	19
5. SENDEROS DE EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO ASOCIADOS A CADA ESCENARIO	23
6. ANÁLISIS DE ASPECTOS SOCIOAMBIENTALES Y SOCIOECONÓMICOS DE LOS ESCENARIOS ALTERNATIVOS PROPUESTOS	24
6.1 Aspectos considerados	24
6.2 Resultados de la evaluación de desempeño de cada escenario mediante la aplicación de los indicadores	25
7. ELEMENTOS PARA UNA ESTRATEGIA ENERGÉTICA DE LARGO PLAZO BAJA EN EMISIONES Y SOSTENIBLE	36
8. CONSIDERACIONES FINALES	37
9. BIBLIOGRAFÍA	39
10. ANEXO I. PROYECCIONES DE LA DEMANDA	44
11. ANEXO II. PROYECCIONES DE LA OFERTA	46
11.1 Análisis del potencial de generación renovable a gran escala en la Argentina	46
11.2 Análisis del potencial de generación distribuida fotovoltaica en la Argentina	46
11.3 Análisis de los efectos del cambio climático sobre la generación hidroeléctrica	48
12. ANEXO III. MODELADO DE LA PENETRACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS	51
13. ANEXO IV. COSTOS: FUENTES DE DATOS Y PROYECCIONES	53
14. ANEXO V. ELABORACIÓN DE INDICADORES DE SUSTENTABILIDAD	58
14.1 Uso de Agua	59
14.2 Uso de Suelo	61
14.3 Generación de empleo	63
14.4 Calidad de aire	65

1. INTRODUCCIÓN

Los resultados del Informe Especial sobre el Calentamiento Global de 1,5°C elaborado por el IPCC (Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático), muestran no sólo la magnitud de la transformación necesaria en todos los niveles de la sociedad para situar al mundo en una senda de emisiones de GEI que evite cambios climáticos catastróficos, sino también la urgencia con la que se debe actuar. Entre los muchos cambios necesarios está la profunda transformación del sector energético, principal causa del calentamiento global debido a las emisiones de CO₂ producidas por el uso masivo de combustibles fósiles desde la Revolución Industrial.

La matriz energética de Argentina se encuentra dominada por el uso de combustibles fósiles. De hecho, estos combustibles representaron el 86% de toda la energía consumida en la Argentina en 2021. Las obligaciones asumidas por Argentina en el marco del Acuerdo de París han contribuido a iniciar un proceso de transformación del sector energético. Lentamente se han ido implementando políticas públicas activas para promover y apoyar la explotación de los recursos energéticos renovables, incluyendo la energía solar, la eólica y la bioenergía en sus diversas formas. Sin embargo, al mismo tiempo, Argentina también continúa promoviendo la explotación de combustibles fósiles no convencionales, como los que se encuentran en el yacimiento de Vaca Muerta, en la provincia de Neuquén. La explotación fuertemente subvencionada de los combustibles fósiles no convencionales de Vaca Muerta está añadiendo emisiones de gases de efecto invernadero en una magnitud que duplica las reducciones de emisiones estimadas que se lograrían si se alcanzaran los objetivos de la Ley 27191 de promoción de energía renovable¹. La exploración inicial y la futura explotación de petróleo y gas natural en alta mar aumentaría sensiblemente estas emisiones^{2,3}.

El primer paso en la transformación del sistema energético es ir reduciendo hasta alcanzar la eliminación de los combustibles fósiles de la canasta de recursos energéticos que las sociedades utilizan para todas las actividades económicas y productivas: producción de electricidad, producción agrícola e industrial, transporte y uso residencial, entre otras. Las tecnologías para la transformación y el uso de recursos energéticos renovables, como el viento y la radiación solar, están lo suficientemente maduras como para reducir a cero las emisiones de gases de efecto invernadero, creando al mismo tiempo una serie de beneficios sociales, ambientales y económicos relevantes. Por supuesto, para hacer posible la transición de los combustibles fósiles a los recursos energéticos renovables, también será necesario un consumo racional y eficiente de la energía.

La transformación del sector energético no será sencilla ni desde lo técnico, ni desde lo económico, y mucho menos desde lo político. Es por eso que será necesario elaborar una estrategia que permita integrar a esta transformación las múltiples dimensiones del desarrollo y que promueva la participación de múltiples actores para acordar una visión de modelo energético con vistas al corto, mediano y largo plazo.

1. Plan Energético Argentina. https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/2018-08-10_ppt_ji_neuquen_v4.5_f.pdf

2. <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/207713/20190517>

3. http://www.cieci.org.ar/wp-content/uploads/2018/04/IT10-Pampa-azul_vDigital_16-abril-2018.pdf

2. OBJETIVOS DEL TRABAJO

El objetivo central de esta propuesta es elaborar escenarios energéticos basados en energías renovables que conduzcan a trayectorias de emisiones de GEI compatibles con el objetivo de 1,5 grados. Estos escenarios serán modelados de acuerdo al potencial de Argentina para el aprovechamiento de diferentes recursos energéticos renovables, tanto concentrados como distribuidos, así como a los potenciales cambios en la demanda energética a través de la eficiencia energética y el tipo de energía para consumo final. Los senderos alternativos de emisiones de GEI se compararán con el sendero de emisiones asociado al escenario energético tendencial delineado en el plan sectorial vigente.

Además de los senderos de emisiones de GEI, se evaluarán otras consecuencias socio-ambientales y socio-económicas de los diferentes escenarios energéticos mediante indicadores que se elaborarán a tal fin. Estos indicadores incluyen el costo nivelado de la energía, el costo de las infraestructuras necesarias en cada caso, la creación de empleo, la calidad del aire, el uso del agua y el uso del suelo.

Los senderos de emisiones de GEI junto con los indicadores socio-ambientales y socio-económicos contribuirán a tener un análisis comparativo más completo de los escenarios energéticos que se modelen, identificando aquellos que contribuyan de mejor manera a un desarrollo sostenible. Esto, a su vez, contribuirá a tomar decisiones mejor informadas sobre la transformación del sistema energético.

3. DESARROLLO DE ESCENARIOS ENERGÉTICOS PARA LA ARGENTINA

La magnitud y alcance de los cambios requeridos para una transición hacia una matriz libre de combustibles fósiles son difíciles de dimensionar y comprender a simple vista. La modelación del sistema energético y la elaboración de potenciales escenarios se convierte, entonces, en una herramienta que puede contribuir a simplificar en cierta medida esta tarea. En este trabajo se propone el desarrollo y modelación de escenarios energéticos alternativos, tendientes a la descarbonización del sector energético, que se compararan con un escenario tendencial, que refleja la continuidad de las políticas actuales en materia energética.

Dentro de los escenarios alternativos modelados se incluyen dos escenarios que contemplan una demanda más eficiente que la actual, con la electrificación de algunos consumos, y una matriz eléctrica con una alta participación de fuentes renovables y completamente libre de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), pero con diferentes horizontes de tiempo para alcanzar la transformación. Y por otro lado se elaboran dos escenarios aún más ambiciosos, que incluyen la transformación completa de la demanda, buscando la eliminación total del uso de combustibles fósiles en la demanda final de energía. Como consecuencia, en estos escenarios también se da la transformación completa de la oferta con una matriz eléctrica libre de carbono y una gran participación de fuentes renovables, además de la producción de hidrógeno verde y biocombustibles para abastecer ciertos sectores de la demanda.

El detalle de cada escenario se explica en la siguiente sección.

La modelación de los escenarios energéticos se realizó con el apoyo del software LEAP (Low Emissions Analysis Platform), herramienta desarrollada por el Instituto de Medio Ambiente de Estocolmo (Heaps C.G. 2022).

3.1 CONSIDERACIONES DE LOS ESCENARIOS ENERGÉTICOS MODELADOS

Se analizaron un total de cinco (5) escenarios, un escenario tendencial llamado “tendencial” y cuatro escenarios alternativos denominados TP2050, TP2040, TC2050 y TC2040, cuyas principales características se enumeran a continuación:

- Tendencial, es el escenario tendencial, basado en políticas actuales y la proyección de los lineamientos dados en la Resolución 1036/2021 de la Secretaría de Energía de la Nación (Ministerio de Economía, 2021A).
- TP2050, escenario eficiente con transformación de la matriz eléctrica a 2050, contempla:
 - electrificación de los sectores residencial, comercial y público,
 - electrificación gradual del parque automotor, con los vehículos livianos eléctricos alcanzando el 100% de las ventas de esos vehículos al 2050,
 - electrificación del 100% de los buses urbanos a 2050,
 - mejoras en las eficiencias de todos los equipos que consumen energía,
 - 10% de corte de hidrógeno verde en el gas natural distribuido que se utiliza en la industria
 - aumento gradual del uso de biocombustibles en sectores como el agro y la aviación comercial,

- salida de servicio paulatina hasta 2050 de todas las centrales de generación eléctrica térmica que utilizan combustibles fósiles,
- incorporación de centrales de generación eléctrica a partir de fuentes renovables, alcanzando a 2050 una matriz eléctrica libre de GEI.
- TP2040, escenario eficiente con transformación de la matriz eléctrica a 2040:
 - ídem a escenario TP2050, pero acelerando la transformación de la matriz de generación eléctrica alcanzando emisiones nulas al 2040,
- TC2050, escenario de transformación completa tanto de la demanda como la oferta de energía a 2050:
 - electrificación total de la demanda de energía en los sectores residencial, comercial y público,
 - electrificación del parque automotor, prohibiendo la comercialización de autos a combustión interna antes de 2030, alcanzando una participación de más del 90% de vehículos eléctricos en el parque automotor en 2050,
 - electrificación del 100% de los buses urbanos a 2050,
 - mejoras en las eficiencias de todos los equipos que consumen energía,
 - reemplazo total del uso de combustibles fósiles en la industria por hidrógeno verde (principalmente gas natural para generar energía térmica en industrias como la del acero y la del cemento),
 - reemplazo total del uso de combustibles fósiles en el agro y la aviación comercial por biocombustibles,
 - salida de servicio paulatina hasta 2050 de todas las centrales de generación eléctrica térmicas que utilizan combustibles fósiles,
 - la incorporación de centrales de generación eléctrica a partir de fuentes renovables, alcanzando a 2050 una matriz eléctrica libre de GEI.
- TC2040
 - ídem a escenario TC2050, pero acelerando la transformación de la matriz de generación eléctrica alcanzando emisiones nulas al 2040,

La Figura 1 muestra un resumen de los 5 escenarios modelados.

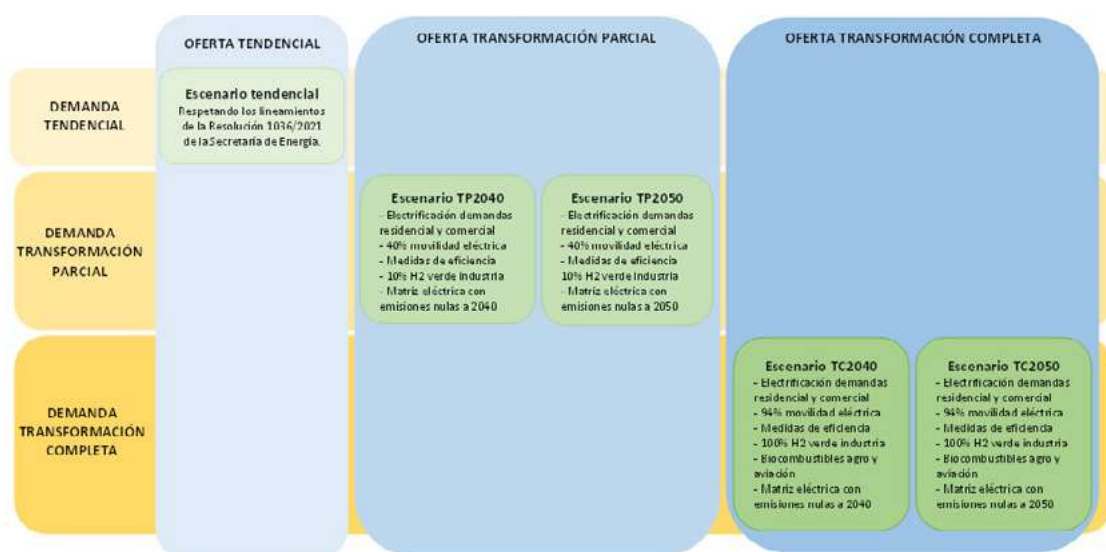


Figura 1. Escenarios energéticos modelados

Como premisas adoptadas para la elaboración de los escenarios alternativos se destacan:

- la continuidad de la actual generación hidroeléctrica y nuclear, pero sin considerar en ningún caso la incorporación de nueva potencia de este tipo de centrales.
- la salida acelerada de centrales termoeléctricas.
- la incorporación masiva de generación distribuida de energía eléctrica y térmica a partir del recurso solar (ver Anexo III).
- se considera un margen de reserva⁴ para el parque de generación eléctrica de entre 10 y 20% según estándares internacionales.
- no se considera el uso de tecnologías de captura y almacenamiento de carbono.

En las Figuras 2 y 3 se muestran los principales elementos considerados para el modelado de los escenarios tanto del lado de la demanda como del de la oferta.

4. Margen de reserva: relación entre el máximo pico de potencia de la demanda (según modelación de curvas de carga) y la potencia firme disponible de la oferta (considerando factores de capacidad por tecnología).



Figura 2. Elementos de la Demanda de Energía

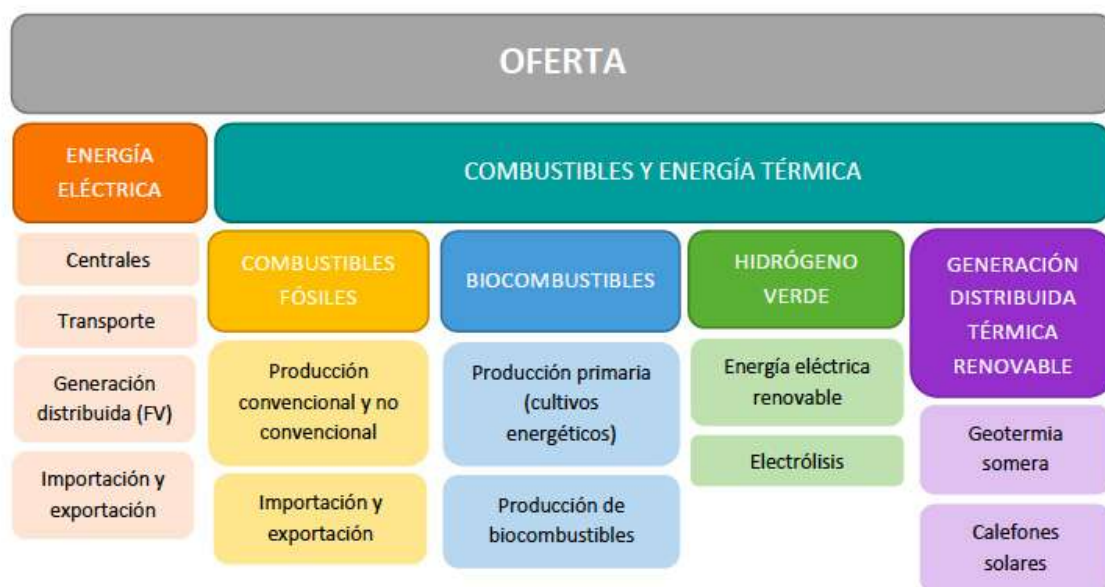


Figura 3. Elementos de la Oferta de Energía

Como datos de entrada al modelo se utilizaron proyecciones del crecimiento poblacional, de la cantidad de autos por cada 1000 habitantes, del crecimiento esperado del Producto Interno Bruto (PBI), generadas a partir de información de organismos oficiales como el INDEC y el Ministerio de Economía de la Nación (Anexo I).

Para la modelación de la penetración de nuevas tecnologías en el mercado, como lo es la movilidad eléctrica, se utilizaron funciones logísticas (curvas S) (Anexo III).

Se proyectaron también mejoras tecnológicas que impactarán en la eficiencia y productividad de cada una de las tecnologías consideradas tanto para la oferta como en la demanda de energía, a partir de la elaboración y proyección de las llamadas curvas de aprendizaje.

Del mismo modo, se proyectaron costos de inversión y operativos a partir de tendencias históricas de costos y curvas de aprendizaje para esas mismas tecnologías. Para la proyección de los costos se consideró la incertidumbre inherente a costos futuros que aparece reflejada en las referencias utilizadas.

Por otro lado, se analizó el potencial de los diferentes recursos renovables para generación eléctrica, considerando no sólo el recurso disponible sino también la superficie a ocupar en el territorio (Anexo II).

3.1.1 MEDIDAS EN LA DEMANDA

La línea de base para el modelado de los tres escenarios de demanda de energía es la misma, se considera un crecimiento de los diferentes subsectores de demanda en relación al crecimiento poblacional, el crecimiento del PBI, del parque automotor, etc. La construcción de estas proyecciones se detalla en el Anexo I.

La diferencia entre los escenarios de demanda se da en las diferentes medidas modeladas para influenciar en las tendencias de consumo final de energía. En el caso del escenario Tendencial se aplican las diferentes medidas de eficiencia anunciadas recientemente por el Gobierno Nacional en la Resolución 1036/2021 (Ministerio de Economía, 2021).

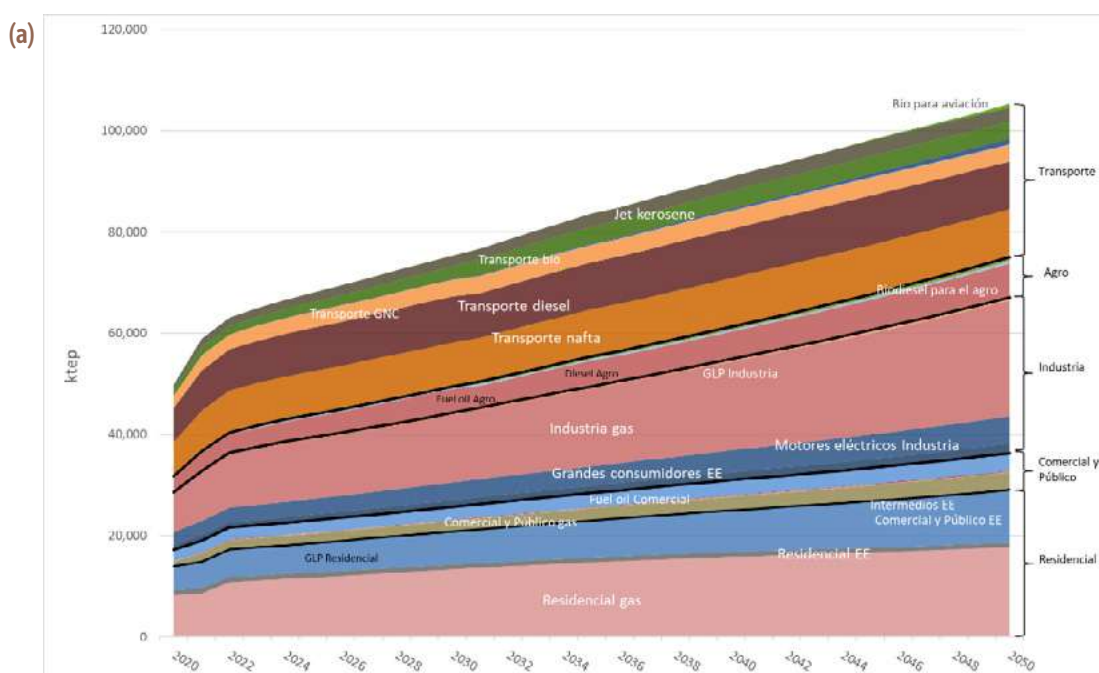
En los escenarios de Transformación Parcial y Total de la Demanda, no sólo se consideran mejoras en las eficiencias de los consumos, sino también la electrificación completa de algunos sectores de demanda como el Residencial y el Comercial y Público. En estos escenarios se considera una mayor penetración de movilidad eléctrica, alcanzando un 100% de participación de autos eléctricos en las ventas a 2050, un paulatino incremento del uso de biocombustibles en sectores como el agro y la aviación, alcanzando una participación del 20% al 2050 y el corte del gas natural distribuido destinado a la industria con un 10% de hidrógeno verde.

Los detalles de las medidas consideradas para cada escenario de demanda se muestran a continuación en la Figura 4.



Figura 4. Escenarios de demanda

Los resultados de estos tres escenarios sobre la demanda final de energía se muestran en la Figura 5. El escenario de Transformación Parcial de la demanda alcanza casi un 17% de ahorro de energía a 2050 comparado con el escenario Tendencial, ya que, si bien el consumo continúa creciendo impulsado en gran medida por el crecimiento poblacional, las medidas de eficiencia adoptadas logran suavizar la pendiente de crecimiento. Mientras que el escenario de Transformación Completa logra una reducción del 26% en la energía final demanda respecto del escenario tendencial.



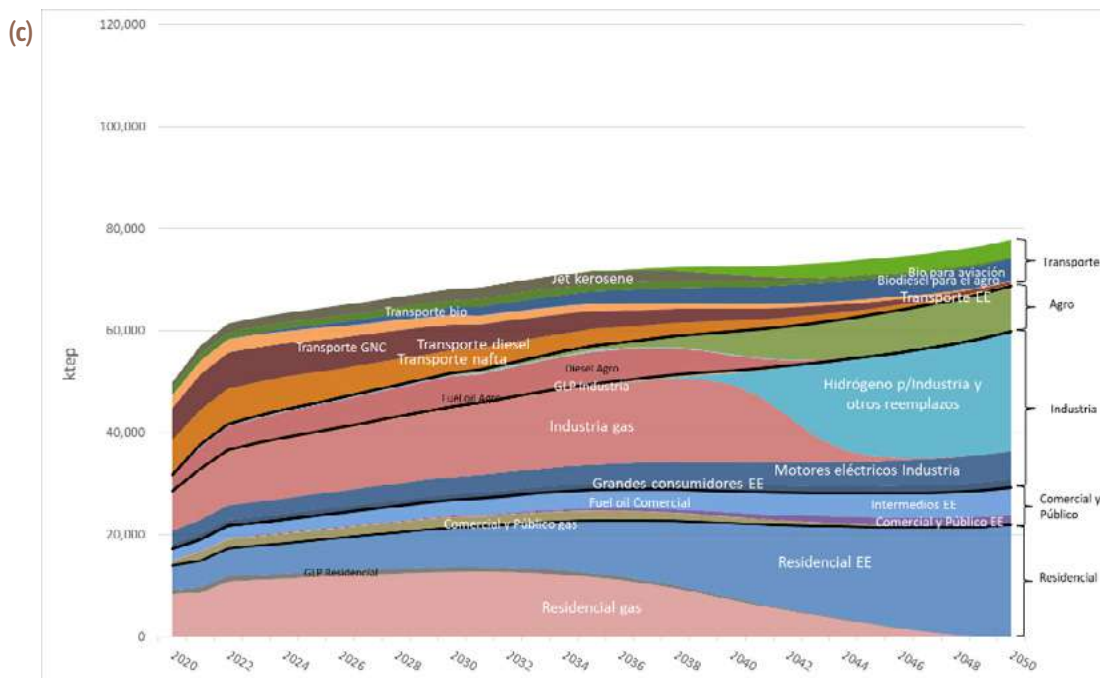
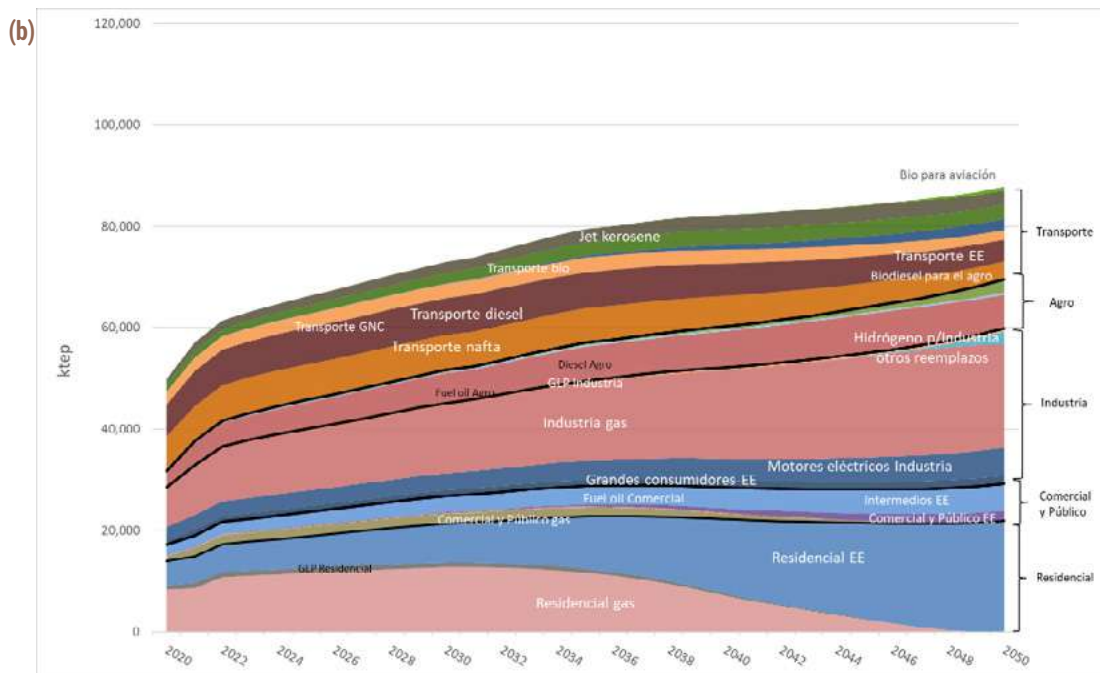


Figura 5. Demanda final de energía para el (a) escenario de demanda Tendencial, el (b) escenario de Transformación Parcial de la demanda y el (c) escenario de Transformación Completa de la demanda

3.1.2 MEDIDAS EN LA OFERTA

Para la oferta se modelaron cinco escenarios diferentes, cada uno ligado a un escenario de demanda en particular.

En primer lugar, el escenario de oferta tendencial considera la prolongación de las políticas actuales en materia energética, y las medidas incluidas en la Resolución 1036/2021 de la Secretaría de Energía de la Nación (Ministerio de Economía, 2021).

En segundo lugar, dos escenarios alternativos donde la oferta de energía comienza una transición gradual hacia fuentes renovables, alcanzando la transformación completa de la matriz de generación eléctrica hacia fuentes libres de carbono en diferentes horizontes de tiempo. Un primer escenario a 2050 y un segundo escenario más ambicioso, donde se logra dicha transformación a 2040. Además, se incluye una mayor producción de biocombustibles destinados a sectores como el agro y el transporte, y el inicio paulatino de la producción de hidrógeno verde a ser empleado en la industria para sustitución de combustibles fósiles, fundamentalmente gas natural y fuel-oil.

Por último, dos escenarios alternativos adicionales donde se busca la transformación completa de la oferta hacia fuentes de energía sin emisiones de gases de efecto invernadero. Con este fin se disminuye gradualmente la producción de combustibles fósiles. Se transforma la matriz de generación eléctrica alcanzando un 95% de energía eléctrica de fuentes renovables como solar, eólica y bioenergías (el restante 5% proviene de las centrales hidroeléctricas y nucleares), considerando dos horizontes de tiempo para alcanzar esta transformación, un escenario a 2050 y otro a 2040. Se considera la producción de hidrógeno verde necesaria para el abastecimiento de los grandes requerimientos de energía térmica de la industria. En estos escenarios, el hidrógeno verde se produce con el excedente de energía eléctrica de la red, y no resulta necesario la incorporación de nueva potencia exclusiva para la producción de hidrógeno. Esto es debido al margen de reserva del parque de generación eléctrica con el que se modela y los valores de Créditos de Capacidad⁵ considerados para las energías renovables (IRENA, 2022), que hacen que la potencia instalada necesaria para asegurar dicho margen produzca un excedente de producción de energía eléctrica por encima de la demanda. Además, se contempla la ampliación de la producción de biocombustibles para el abastecimiento del agro y la aviación.

Para la transformación del parque de generación eléctrica, las centrales térmicas son retiradas de funcionamiento en forma escalonada, incorporando a su vez nueva potencia proveniente de fuentes renovables, principalmente solar y eólica, pero también bioenergías y pequeños aprovechamientos hidráulicos. En todos los casos también se consideró un cierto grado de almacenamiento eléctrico de gran escala.

Como se mencionó anteriormente, en los escenarios alternativos no se consideran nuevas centrales hidroeléctricas de gran escala, ni nuevas centrales nucleares. Además, se hace uso del máximo potencial estimado de generación de energía fotovoltaica distribuida en el país (Anexo II).

Se tuvo en cuenta el efecto del cambio climático sobre el régimen de caudales de los ríos de la región del Comahue (área que se verá mayormente afectada por este fenómeno según escenarios climáticos internacionales) (CEPAL, 2014), y como esto impactará sobre la generación de energía y la potencia firme de las centrales hidroeléctricas asentadas sobre los ríos de esa región (ver Anexo II).

5. Crédito de capacidad: porcentaje de la potencia instalada que puede estar disponible en un momento determinado.

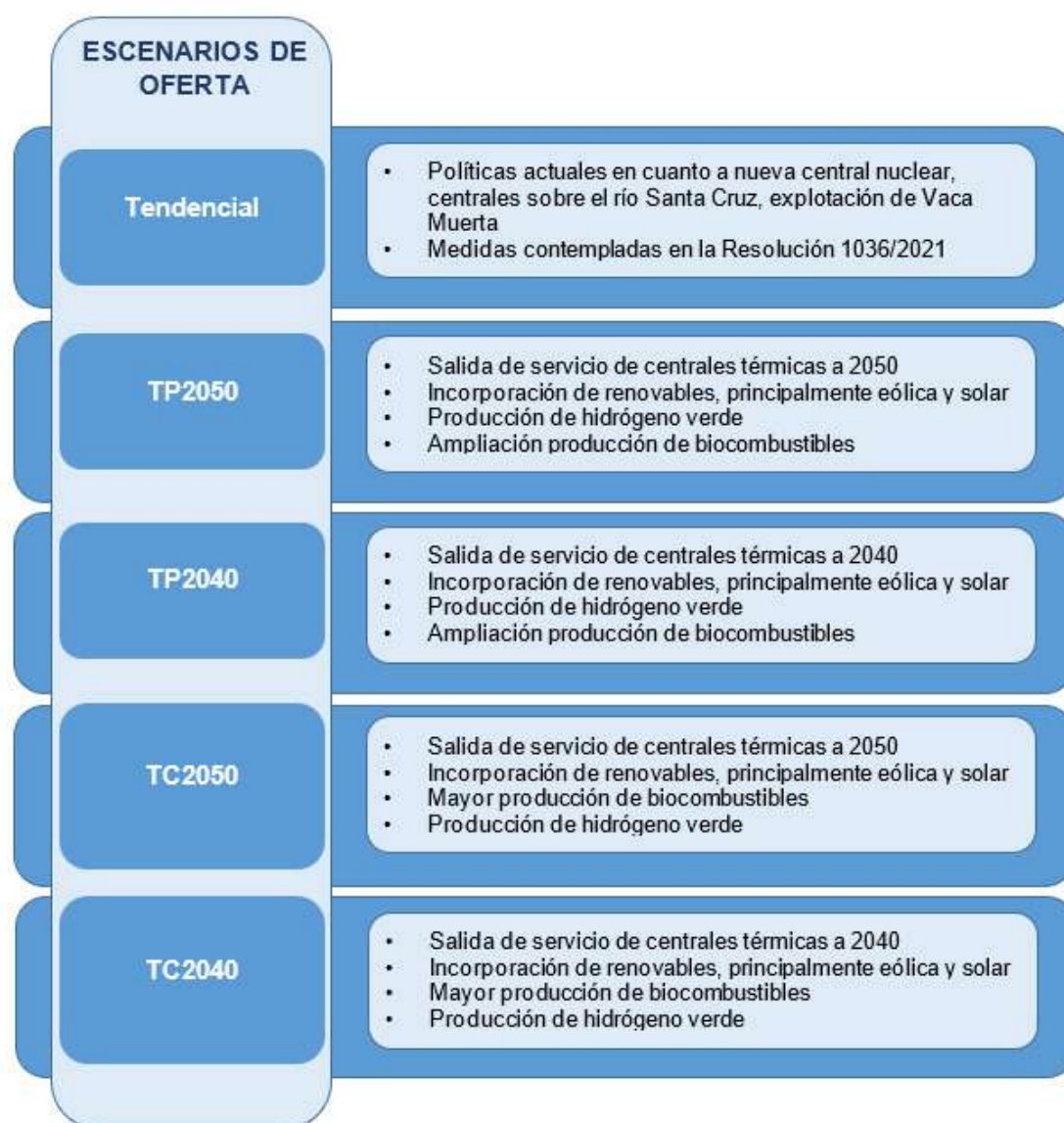


Figura 6. Escenarios de oferta

De la combinación de los tres escenarios de demanda y los cinco escenarios de oferta surgen 5 escenarios:

1. Tendencial: Demanda tendencial, oferta tendencial.
2. TP2050 (Transformación Parcial 2050): Demanda eficiente, oferta con mayor participación de renovables y matriz eléctrica con emisiones nulas a 2050.
3. TP2040 (Transformación Parcial 2040): Demanda eficiente, oferta con mayor participación de renovables y matriz eléctrica con emisiones nulas a 2040.

4. TC2050 (Transformación Completa 2050): Transformación completa de la demanda, oferta hacia una matriz energética baja en carbono y una matriz eléctrica con emisiones nulas a 2050
5. TC2040 (Transformación Completa 2040): Transformación completa de la demanda, oferta hacia una matriz energética baja en carbono y una matriz eléctrica con emisiones nulas a 2040.

3.1.3 OTROS ELEMENTOS CONSIDERADOS

Además de las transformaciones en la oferta y la demanda, existe una serie de infraestructuras relacionadas con el transporte, distribución y almacenamiento de la energía que deben ser considerados, tanto en el escenario tendencial como en los escenarios alternativos. Dentro de las infraestructuras consideradas en estos escenarios se encuentran:

- Gasoductos, solo necesario en el escenario tendencial.
- Líneas de alta tensión y subestaciones, se considera en todos los escenarios, pero es de mayor relevancia en los escenarios alternativos.
- Infraestructura para el transporte de hidrógeno, solo en los escenarios de Transformación Completa, donde el crecimiento del uso de hidrógeno hace necesaria infraestructura dedicada exclusivamente a su transporte.

3.2 RESULTADOS DE LOS ESCENARIOS ALTERNATIVOS

En las Figuras 7, 8 y 9 se muestra la evolución de la potencia eléctrica instalada para cada escenario. En el escenario de demanda tendencial la potencia instalada casi se duplica entre 2023 y 2050.

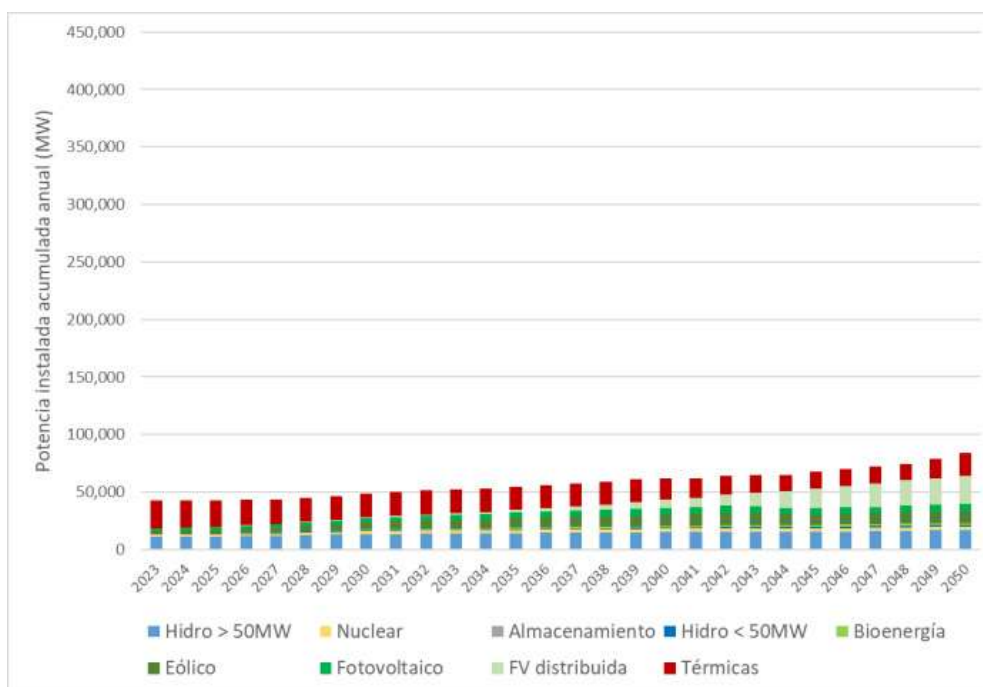
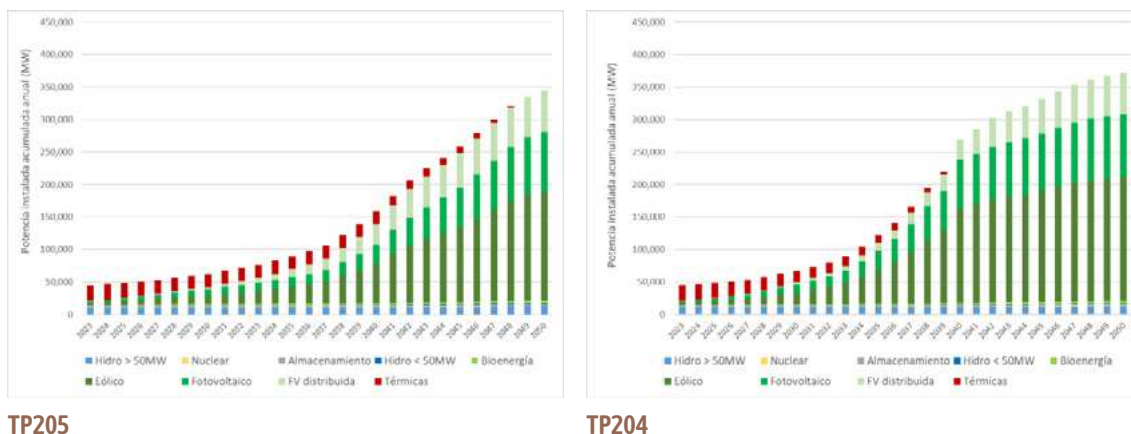


Figura 7. Potencia eléctrica instalada para escenario Tendencial (demanda tendencial y oferta tendencial)

En los escenarios de Transformación Parcial de la demanda, el crecimiento de la potencia eléctrica instalada es mayor, pese a las medidas de eficiencia, incrementándose siete (7) veces respecto de la existente en la actualidad. Esto es debido a la electrificación de varios sectores de la demanda que impulsa el crecimiento del consumo de energía eléctrica (ver sección “Medidas en la demanda”).

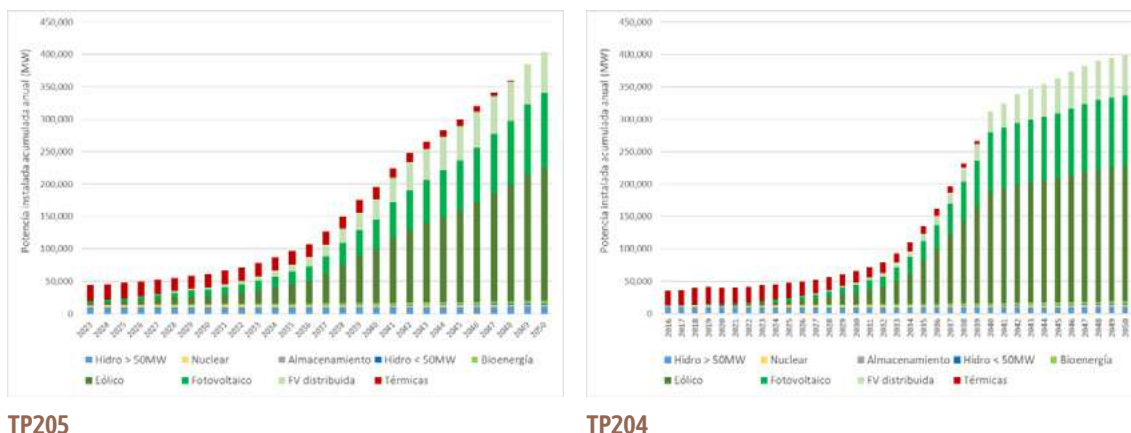


TP205

TP204

Figura 8. Potencia instalada para escenarios de demanda eficiente (TP2050 y TP2040)

En los escenarios que consideran la Transformación Completa de la matriz energética, la potencia eléctrica requerida es aún mayor, ya que estos escenarios contemplan no solo la electrificación de los sectores residencial y comercial y público, sino también la electrificación de todo el parque automotor.



TP205

TP204

Figura 9. Potencia instalada para los escenarios de transformación completa (TC2050 y TC2040)

La producción del hidrógeno verde necesario en los escenarios de Transformación Parcial y Transformación Completa de la demanda se realiza a partir de la energía renovable excedente del parque de generación eléctrica, y por lo tanto no sería necesario incorporar nueva potencia dedicada para este fin.

En la Tabla 1 se muestra la potencia instalada de energía solar fotovoltaica (centralizada y distribuida) y de energía eólica necesaria en cada escenario analizado y el incremento respecto a la potencia actual, tomando como base el año 2022.

			2030	2040	2050
Tendencial	Eólica	Potencia (GW)	6	10	10
		Incremento respecto de 2022	1	2	2
	Solar	Potencia (GW)	5	13	31
		Incremento respecto de 2022	2	8	22
TP2050	Eólica	Potencia (GW)	12	61	168
		Incremento respecto de 2022	3	17	49
	Solar	Potencia (GW)	13	61	155
		Incremento respecto de 2022	8	41	107
TP2040	Eólica	Potencia (GW)	17	148	192
		Incremento respecto de 2022	4	43	57
	Solar	Potencia (GW)	16	107	161
		Incremento respecto de 2022	10	73	111
TC2050	Eólica	Potencia (GW)	12	84	206
		Incremento respecto de 2022	3	24	61
	Solar	Potencia (GW)	13	77	179
		Incremento respecto de 2022	8	52	123
TC2040	Eólica	Potencia (GW)	17	174	208
		Incremento respecto de 2022	4	51	62
	Solar	Potencia (GW)	16	122	173
		Incremento respecto de 2022	10	84	119

Tabla 1. Potencia instalada eólica y solar en los cinco escenarios analizados y cantidad de veces en que debe incrementarse la potencia actual (2022) para alcanzar ese valor.

4. ESTIMACIÓN DE LOS COSTOS ASOCIADOS A LOS ESCENARIOS ENERGÉTICOS ALTERNATIVOS

En la presente sección se realiza una estimación de los costos asociados a cada escenario analizado, y se comparan los resultados obtenidos.

Los costos fueron estimados utilizando tendencias y curvas de aprendizaje basadas en datos internacionales y costos locales cuando fue posible (para más detalle ver Anexo IV). Además, debido a la incertidumbre propia de la proyección a futuro del comportamiento de los precios que dependen de múltiples variables, para cada costo analizado se trabajó con un rango de valores en base a las fuentes de datos consultadas. Así se determinó un valor medio y un rango comprendido entre un mínimo y un máximo. De esta manera, cada costo tiene un margen de seguridad en su estimación que da cuenta de esa incertidumbre.

4.1 COSTOS CONSIDERADOS

En las Figuras 33 y 34 se muestra un esquema de los costos analizados para cada escenario, que incluyen los costos nivelados 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, que varían según el escenario considerado (líneas de alta tensión para el transporte de energía eléctrica, gasoductos, sistema de carga de vehículos eléctricos -VE- y sistema de transporte de hidrógeno -H2-).

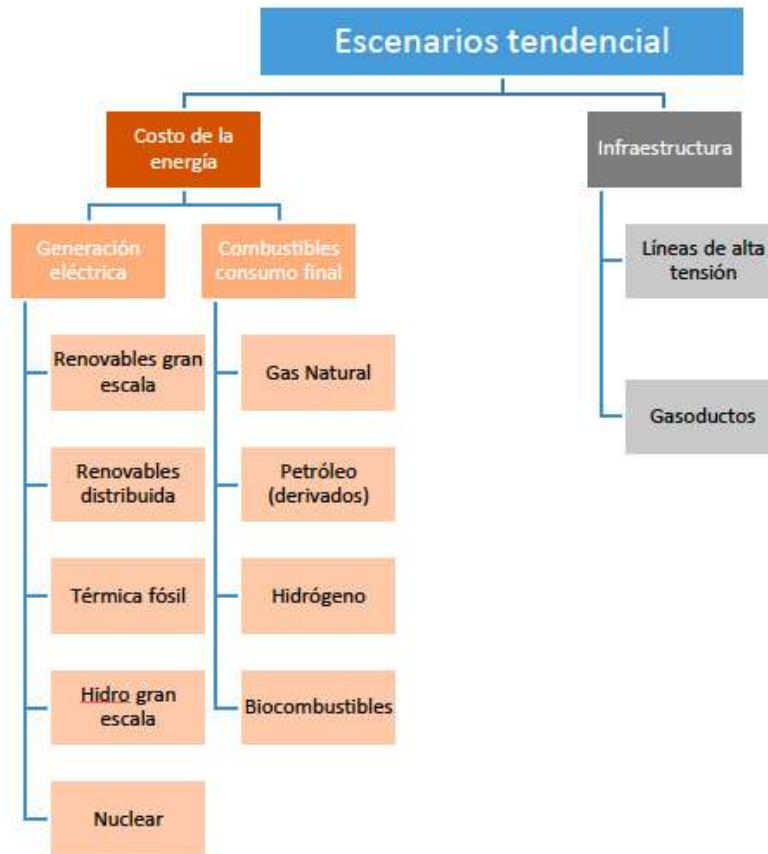


Figura 10. Costos considerados en el escenario Tendencial



Figura 11. Costos considerados en los escenarios TP y TC

Como fuentes de datos para los costos presentes y proyecciones futuras se utilizaron informes de organismos internacionales como International Renewable Energy Agency (IRENA) y la International Energy Agency (IEA), BloombergNEF; y en base a datos nacionales como los precios del programa RenovAr, el Programa Federal Quinquenal de Expansión de Obras de Infraestructura Energética de Junio 2020, precios históricos de combustibles fósiles y biocombustibles, y precios promedios de mercado de equipos para las demandas residencial, de automóviles y buses. Cada una de las fuentes consultadas se encuentra listada en el Anexo IV.

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 el costo de una tecnología a medida que se incrementa la escala de producción y se vuelve masiva. Las curvas de aprendizaje se aplicaron a algunas de las tecnologías de generación eléctrica renovable como solar fotovoltaica, eólica, biogás, producción de hidrógeno; y para calefones solares, calefactores eléctricos, y, automóviles y buses eléctricos. Como base para elaborar estas curvas se utilizaron tendencias de precios internacionales de las fuentes antes citadas y publicaciones científicas del tema. Las proyecciones de costos utilizadas, así como las curvas de aprendizaje para cada tecnología, se detallan en el Anexo IV.

Cada proyección de costo tiene su incertidumbre asociada, por lo que los resultados se muestran como una estimación central y un rango asociado que refleja esta incertidumbre.

Para el caso de los escenarios de Transformación Parcial y Completa de la demanda se analizaron también los costos incrementales relacionados a la conversión y/o transformación del equipamiento asociados a la demanda, incluyendo la transformación del sector transportes (costos incrementales de vehículos eléctricos por sobre vehículos de combustión interna), la transformación de los consumos residenciales (calefones solares o eléctricos, calefacción, equipamiento para cocción de alimentos

eléctricos) y transformación del sector comercial y público (calefacción eléctrica). Las curvas de aprendizaje de estas tecnologías muestran costos decrecientes alcanzando valores finales similares a las tecnologías convencionales o actualmente más utilizadas. Esta disminución de los costos combinado a las curvas de penetración de las nuevas tecnologías, que muestran una leve incorporación en los primeros años del período analizado (período de precios de nuevas tecnologías más altos), para luego acelerarse ya cuando los costos empiezan a equipararse, hacen que el costo incremental de los escenarios alternativos sea mínimo o nulo. Por este motivo el costo incremental de la transformación de la demanda no fue incorporado a los costos totales aquí mostrados.

4.2 RESULTADOS Y ANÁLISIS

En la Figura 11 se muestran los costos del escenario Tendencial los cuales tienen una tendencia creciente en todo el periodo traccionados por la proyección de los precios de los combustibles fósiles, la instalación prevista de grandes centrales hidroeléctricas y nucleares, y por las obras planificadas de infraestructura para el transporte y tratamiento de combustibles fósiles.

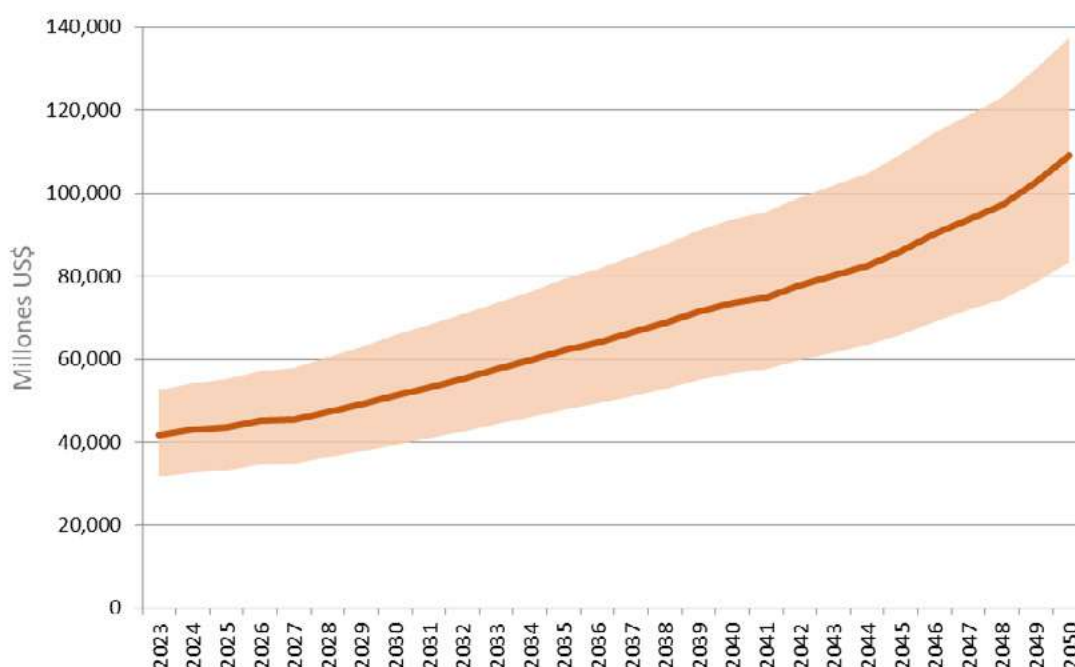


Figura 12. Proyección de los costos totales del escenario tendencial. La línea sólida indica la estimación central de las tendencias de los costos. El área sombreada indica el rango de incertidumbre.

Los escenarios TP2040 y TP2050 tienen proyecciones de costos totales similares entre sí, al igual que los escenarios TC2040 y TC2050 que también muestran tendencias similares entre sí (ver Figura 13). Por lo que la diferencia mayor se da entre los escenarios con diferente tipo de demanda.

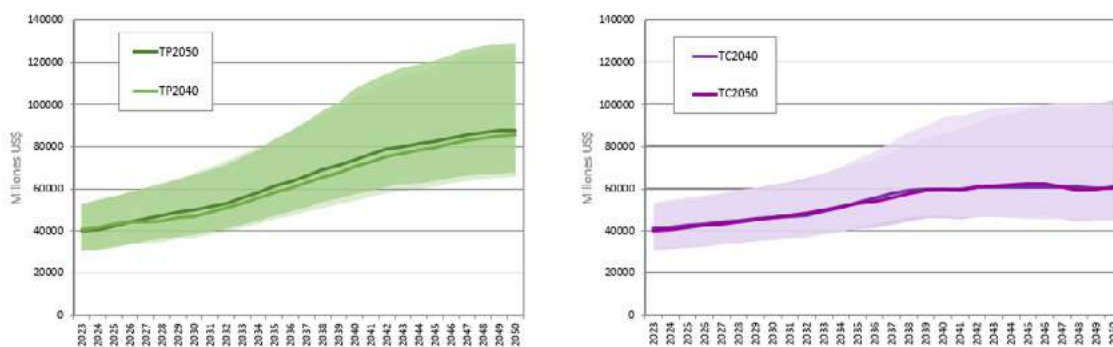


Figura 13. Proyección de costos de los escenarios de transformación parcial (izquierda, en color verde) y de los escenarios de transformación completa (derecha, en color violeta). La línea sólida indica la estimación central de las tendencias de los costos. El área sombreada indica el rango de incertidumbre.

A continuación, se comparan los costos de los escenarios alternativos TP2040 y TP2050 con el escenario Tendencial. Las proyecciones de costos totales se comportan de forma similar para los primeros años del período analizado, tanto para el escenario Tendencial como para los escenarios TP2040 y TP2050, pero a partir de un cierto momento comienzan a tener un comportamiento diferente para cada escenario de demanda.

Mientras que el escenario de demanda Tendencial continúa con la misma tendencia de crecimiento, los escenarios TP2040 y TP2050 presentan un crecimiento con menor pendiente (Figura 14). Estos resultados muestran que los escenarios de Transformación Parcial terminan teniendo menores costos totales que el escenario Tendencial. Esto se explica por el efecto combinado de las mejoras en las eficiencias en los consumos y los costos decrecientes de la energía renovable hacia el final del período.

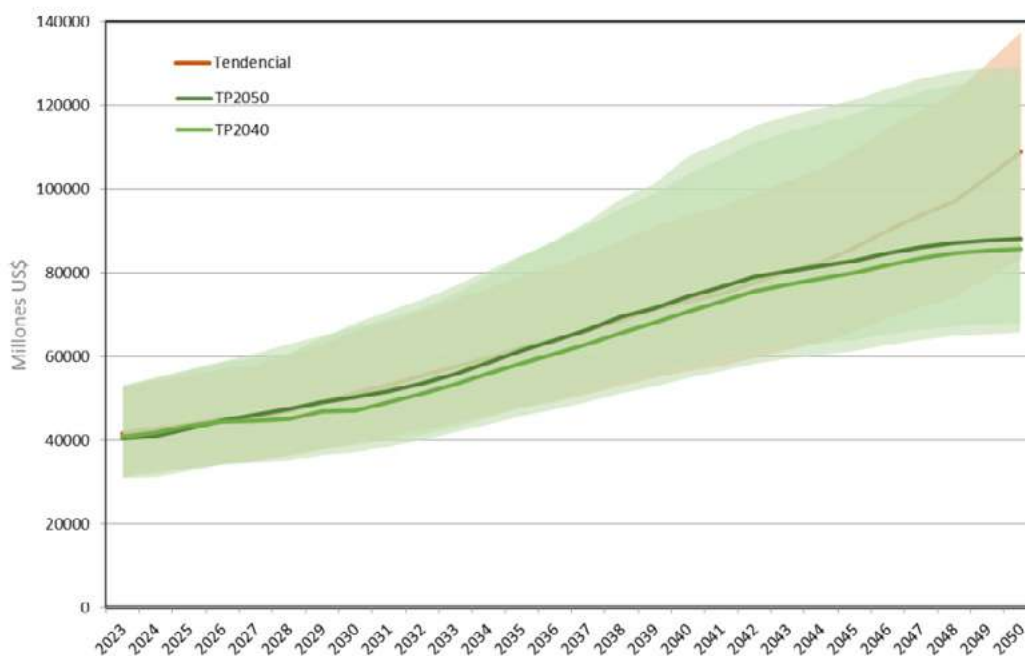


Figura 14. Comparativa de los costos del escenario Tendencial con los escenarios TP2040 y TP2050

La diferencia es mayor al comparar el escenario tendencial con los escenarios de Transformación Completa (TC2040 y TC2050). Al igual que antes, esto se debe en parte a la menor demanda final de energía por mejoras en la eficiencia, pero principalmente por la tendencia decreciente de los costos de las energías renovables que contrastan con la tendencia al alza de los costos de los combustibles fósiles que dominan el escenario Tendencial (Figura 15).

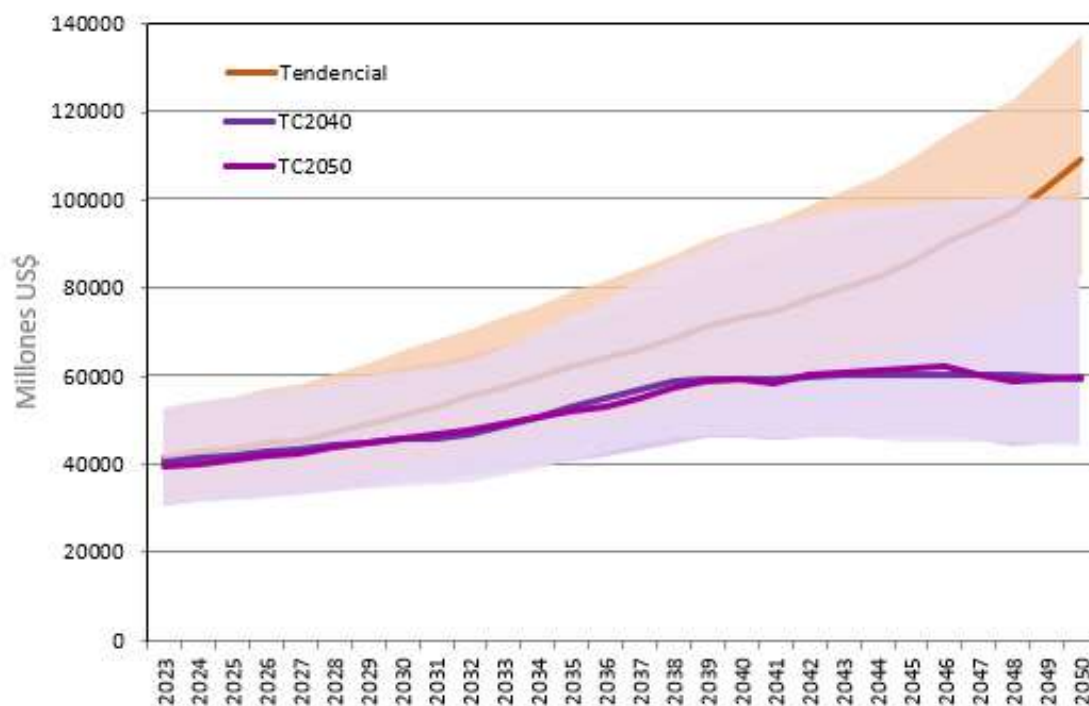


Figura 15. Comparativa de los costos del escenario tendencial con los escenarios TTC2040 y TTC2050

Los costos totales para los escenarios TP2050 y TP2040 (valores medios) a lo largo de todo el período analizado (2023-2050) son levemente inferiores en un 4 a 8% respectivamente, comparado con el escenario Tendencial (Figura 16), lo que demuestra que acelerar la transición resultará en un costo menor a largo plazo.

Los escenarios TC2050 y TC2040 muestran costos 21% menores respecto del escenario tendencial. Sin embargo, en estos escenarios alternativos, los costos en los primeros años son levemente superiores a los escenarios con demanda Tendencial, lo que estaría mostrando la necesidad de contar con recursos financieros para afrontar los primeros años de la transición energética.

Al mismo tiempo, esta transición en cualquiera de los escenarios planteados liberaría gradualmente los subsidios destinados actualmente al sistema energético, por lo que se podría pensar en que parte de los subsidios liberados se redireccionen para destinarlos al financiamiento de las primeras fases de la transición.

Escenario	Generación eléctrica US\$ miles de millones	Demanda final combustibles US\$ miles de millones	Infraestructura US\$ miles de millones	Totales US\$ miles de millones
Tendencial	21 (15-31)	48 (38-57)	0,5 (0,3-0,7)	70 (54-89)
TP2040	28 (21-47)	37 (29-45)	1,7 (1-3)	67 (52-95)
TP2050	28 (21-45)	37 (29-45)	1,7 (1-3)	67 (51-92)
TC2040	30 (23-51)	22 (17-29)	2 (1,5-3,6)	54 (41-83)
TC2050	30 (23-49)	22 (17-29)	2 (1,5-3,6)	54 (40-80)

Tabla 2. Costos en miles de millones para cada rubro analizado para cada escenario, se muestra el valor medio esperado y el rango de incertidumbre

Los costos analizados no incluyen los posibles activos que puedan quedar varados en los distintos escenarios a medida que la infraestructura y equipamiento actuales relacionados a los combustibles fósiles vayan quedando en desuso antes de que alcancen su vida útil. Es de esperar que los escenarios con horizontes temporales más cortos tengan mayores costos por activos varados, haciendo crecer el costo total de esos escenarios alternativos.

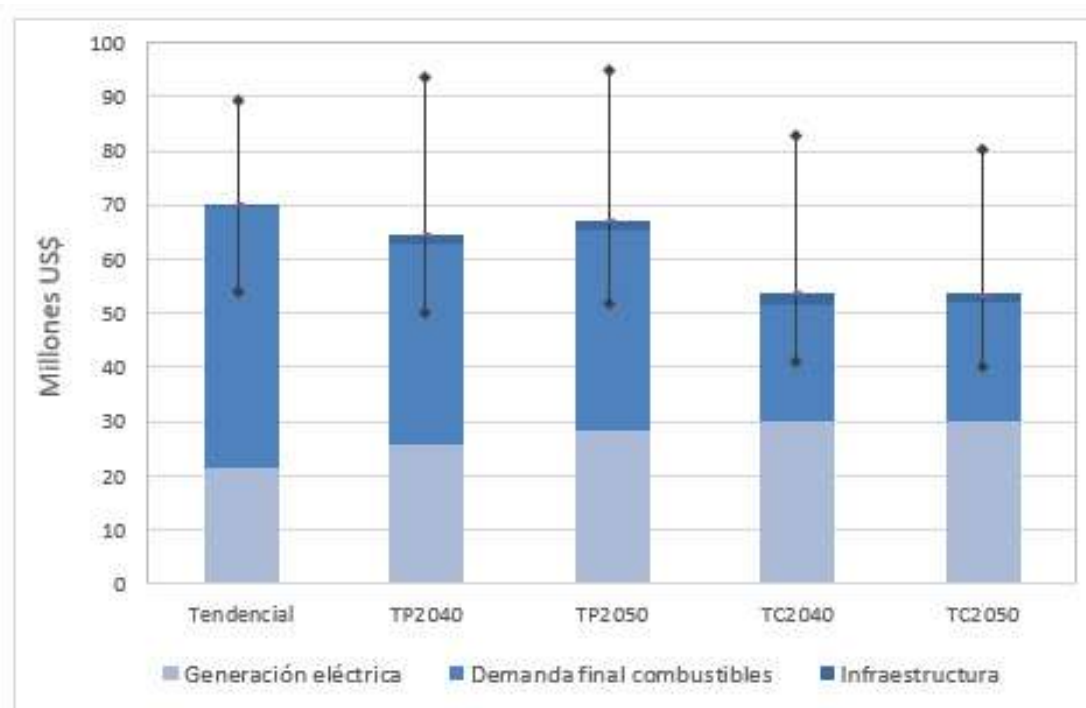


Figura 16. Costo total promedio anual desagregados por rubro de análisis para cada escenario y rango de incertidumbre (en millones de dólares).

De los resultados del análisis de costos de los escenarios se desprende que avanzar hacia una transformación completa de la matriz energética, que incluya no sólo la transformación de la oferta hacia fuentes nulas en carbono, sino también una profunda transformación de la demanda, resulta en costos menores a largo plazo que continuar con las actuales formas de consumo y producción de energía basada en combustibles fósiles.

Además, en la Figura 16 se compara el valor medio de los costos totales para cada escenario, desagregado por cada uno de los rubros analizados. El escenario con mayores costos es el escenario tendencial, continuar con el mismo sendero de producción y consumo de energía resulta, a largo plazo, el escenario más costoso. Le sigue el escenario TP2050 con un costo medio total 4% inferior al Tendencial, luego el escenario TP2040 con un costo 8% menor que el Tendencial, reafirma lo antes mencionado de que acelerar la transición resulta en menores costos finales. Por último, con los menores costos medios totales, los dos escenarios de Transformación Completa modelados (TC2040 y TC2050) son un 21% menos costosos que el escenario Tendencial.

5. SENDEROS DE EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO ASOCIADOS A CADA ESCENARIO

A partir de los resultados obtenidos con el software LEAP se evaluaron las emisiones de gases de efecto invernadero de cada escenario considerando los factores de emisión utilizados por la Argentina en sus inventarios nacionales (MAyDS, 2021). Se consideraron el total de emisiones del sector energético, es decir, no sólo las emisiones provenientes de la quema de combustibles sino también las emisiones fugitivas, éstas son las generadas en las etapas de exploración, extracción, procesamiento y transporte de los combustibles fósiles. Para ello se consideraron los escenarios de producción de gas y petróleo presentados en la Resolución 1036/2021 (Ministerio de Economía, 2021).

Para todos los escenarios analizados se consideró el mismo nivel de producción nacional de hidrocarburos, pero diferentes niveles de saldos exportables dependiendo de la demanda interna modelada. Es decir, los diferentes escenarios de demanda consideran diferentes niveles de utilización de combustibles fósiles, por lo que en los casos de TP y TC de la demanda donde el consumo de combustibles fósiles es menor, se consideran mayores saldos exportables de gas y petróleo. De esta forma las emisiones fugitivas son iguales para todos los escenarios analizados.

Los escenarios de Transformación Parcial alcanzan una reducción de emisiones de gases de efecto invernadero de aproximadamente un 50% al 2050 respecto del escenario Tendencial, como se muestra en la Figura 18. Mientras que los escenarios de Transformación Completa, logran una significativamente mayor reducción de las emisiones, alcanzando más del 90% de reducción respecto del escenario Tendencial.

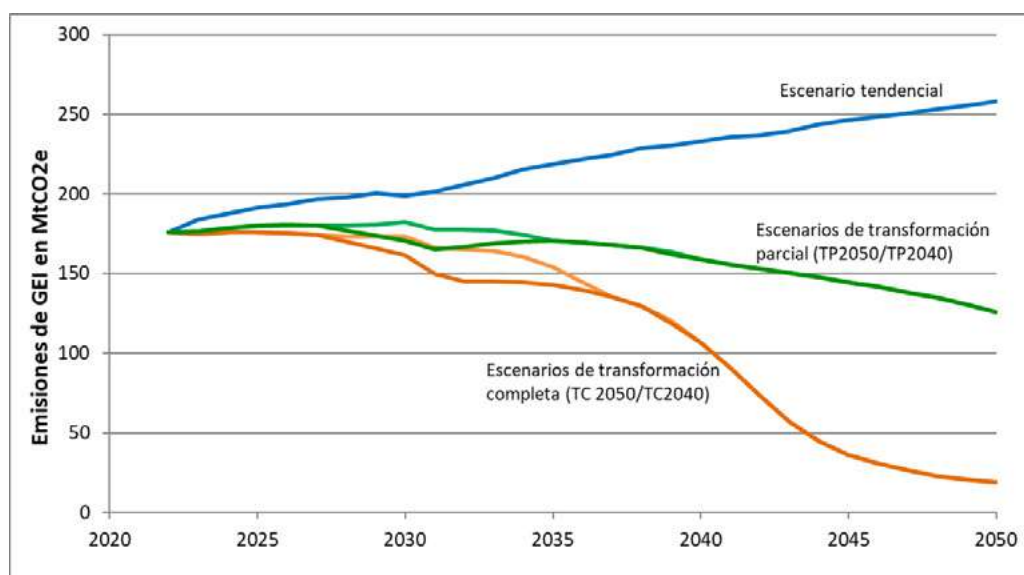


Figura 17. Senderos de emisiones para los escenarios alternativos (curvas naranjas y verdes) comparados con el escenario tendencial (azul)

De este análisis se deja en evidencia la necesidad de, no solo transformar la oferta de energía, sino también del rol preponderante que tiene la transformación de los distintos sectores de demanda final para la reducción de emisiones de GEI.

6. ANÁLISIS DE ASPECTOS SOCIOAMBIENTALES Y SOCIOECONÓMICOS DE LOS ESCENARIOS ALTERNATIVOS PROPUESTOS.

La transformación del sector energético planteada en los escenarios alternativos requiere de cambios en el uso de recursos naturales y cambios en las formas y patrones de consumo de bienes y servicios, incluida la energía. Por todo esto, se requiere analizar los potenciales impactos, tanto positivos como negativos, que esta transformación tendrá sobre aspectos que hacen a la integridad socioambiental y que conforman las dimensiones social, económica y ambiental del desarrollo sostenible.

Como parte de una potencial herramienta para la toma de decisiones políticas, se desarrolla un conjunto de indicadores para evaluar las consecuencias de los diferentes escenarios sobre la integridad socio-ambiental. El conjunto de indicadores elaborado en el marco de este trabajo es una primera aproximación a lo que debería ser un conjunto completo de indicadores que no dejara ningún posible impacto sin analizar.

A continuación, se detalla la metodología para la evaluación de indicadores, los resultados de su aplicación a cada uno de los escenarios, y por último un diagnóstico de integridad socioambiental y la contribución al desarrollo sostenible que surge de este análisis.

6.1 ASPECTOS CONSIDERADOS

Se establecieron un conjunto de indicadores que permitan cuantificar el impacto de las distintas fuentes de generación eléctrica, almacenamiento y uso final de la energía sobre cuatro ejes:

- Emisiones de gases de efecto invernadero (presentado en la sección anterior)
- Uso de agua
- Uso de suelo
- Calidad de Aire
- Generación de empleo

Los indicadores seleccionados fueron elaborados a partir fuentes de información secundarias, mediante una revisión bibliográfica que incluyó artículos académicos, reportes de empresas, estadísticas estatales, entre otros. Al tratarse de una revisión de distintas bibliografías, fue necesario realizar la homogeneización de unidades y elaboración de los indicadores con rangos y promedios. Una vez recolectada la información y realizada la homogeneización dimensional de cada indicador, se analizó la concordancia de la información brindada por las distintas fuentes y se generaron rangos y valores de media y mediana (estos últimos en los casos donde la cantidad de datos relevados lo permitía).

Como criterio para la elaboración de indicadores se procuró la diversidad de fuentes para hacer más fiables los resultados y reflejar el margen de incertidumbre propio de la temática.

Como resultado del trabajo realizado, se obtuvo una selección de indicadores con valores de referencia para cada eje, como puede verse a continuación. Estos indicadores luego se aplicaron a los

distintos escenarios energéticos planteados para permitir estimar cómo las posibles diferentes configuraciones de matriz energética podrían impactar en cada uno de estos ejes. En el Anexo V se muestra la metodología llevada a cabo para la determinación de los indicadores a utilizar.

Para el indicador de calidad de aire se evalúa una variedad de contaminantes gaseosos entre los que se encuentran los óxidos nitrosos (NOx), los óxidos de azufre (SOx), causantes de la lluvia ácida, el smog fotoquímico, afectando la salud y los ecosistemas, el monóxido de carbono (CO), dañino para la salud y precursor de gases de efecto invernadero, material particulado PM2.5 que representa la fracción respirable y es altamente perjudicial para la salud, y compuestos orgánicos volátiles (COV), destructores de la capa de ozono y graves efectos sobre la salud y los ecosistemas.

6.2 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO DE CADA ESCENARIO MEDIANTE LA APLICACIÓN DE LOS INDICADORES

Los resultados de los indicadores se organizaron en tres diferentes grupos:

- los relacionados a la actividad de generación eléctrica,
- los relacionados al uso de diferentes combustibles en la generación eléctrica, y
- los relacionados al uso de combustibles en la demanda final.

6.2.1 RESULTADOS DE INDICADORES EN LA MATRIZ DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

Para una mejor visualización del comportamiento de los indicadores relacionados a la generación eléctrica en los diferentes escenarios, estos fueron normalizados respecto del valor a 2020. La normalización permite apreciar de forma más clara las tendencias crecientes o decrecientes que presenta cada escenario y compararlos entre sí. El valor mostrado es un promedio del indicador normalizado a lo largo de todos los años del periodo analizado (2023-2050).

Los resultados se muestran con un valor medio que corresponde a la estimación del valor medio para cada indicador y un porcentaje que representa la incertidumbre en las estimaciones respecto de ese valor medio. Además, los resultados obtenidos se presentan desagregados por región geográfica del país, esto permite visualizar el desempeño de cada escenario en cada región respecto a cada aspecto evaluado. De esta forma se tiene mejor información para evaluar aspectos críticos en determinadas zonas más vulnerables a ciertas actividades, como es, por ejemplo, el uso de agua en zonas de escasez hídrica, así como también evaluar, por ejemplo, la distribución federal de la generación de empleo y oportunidades.

Uso del agua

El indicador de uso de agua tiene dos partes, por un lado, la extracción de agua que consiste en el total de agua necesaria para el proceso, y por otro lado el consumo o también llamado uso consuntivo, que representa solo la fracción de ese total de agua que no es devuelta al medio de dónde se extrajo (Figura.18).⁶

6. Debido a la dificultad en la determinación del uso de agua, sobre todo para el uso consuntivo, en centrales hidroeléctricas (tanto centrales de embalse como de pasada), no fueron incluidas en este indicador.

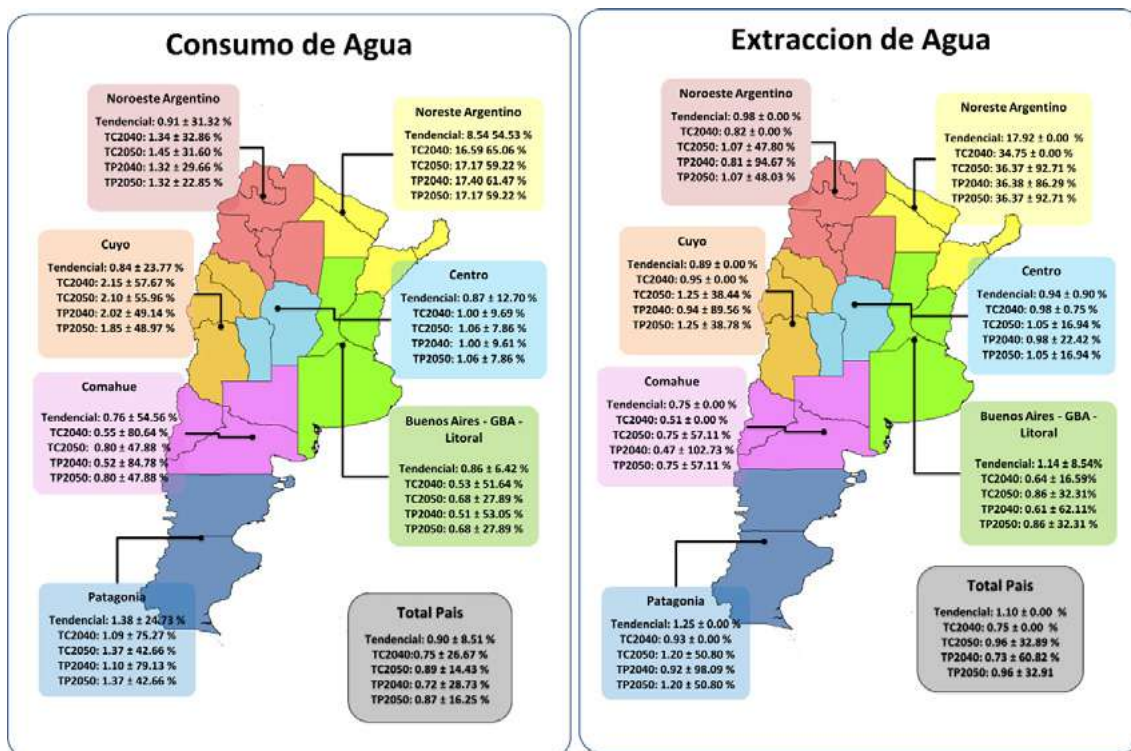


Figura 18. Indicador de uso de agua normalizado para los seis escenarios por región, diferenciado en extracción y consumo.

En la región del Noreste (NEA) se visualiza, para todos los escenarios, un importante incremento en el uso de agua respecto de la situación actual, esto es debido a que en la actualidad en la zona hay escasa actividad de generación eléctrica, y en todos los escenarios se prevé la instalación de nuevas centrales. Por lo que, a pesar de que el uso neto no presente un aumento significativo, el incremento relativo respecto a la situación actual si es considerable.

El indicador a nivel país muestra que ningún escenario alternativo presenta un incremento del uso de agua significativo con respecto a la situación actual, ni en la extracción ni en el consumo, todo lo contrario, la mayoría de los escenarios muestran una disminución. De lo que se desprende que la incorporación masiva de energías renovables no afectaría el recurso hídrico.

Uso del suelo

Respecto al uso de suelo (Figura 19) los escenarios alternativos muestran comportamientos similares, y del análisis del indicador a nivel país, se observa que avanzar hacia una matriz eléctrica con gran participación de fuentes renovables implicará un incremento en el uso de suelo, debido principalmente a la mayor superficie requerida para centrales solares y eólicas respecto de las centrales térmicas.

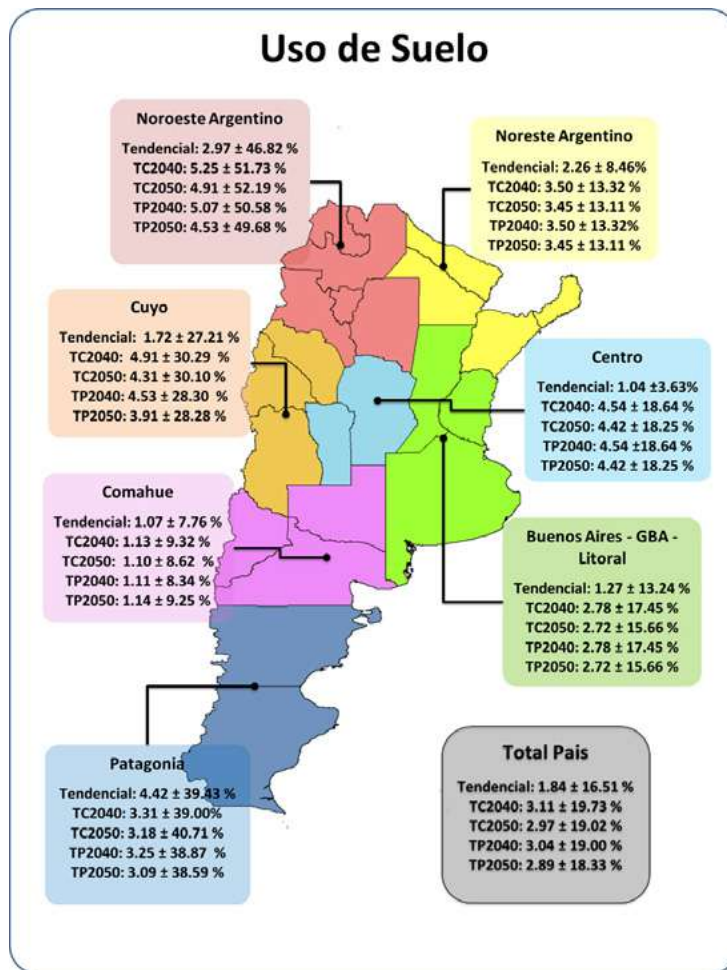


Figura 19. Indicador de uso de suelo normalizado para los seis escenarios por región.

Generación de empleo

La generación de empleo se ve influenciada por dos etapas bien definidas en la vida de una central de generación eléctrica, la etapa de construcción y montaje, generalmente con alta generación de empleo pero más acotada en el tiempo, y la etapa de operación, de menor generación de empleo pero de larga duración.

Los escenarios TP2050 y TP2040 muestran una mayor generación de empleo que el escenario tendencial en la generación eléctrica, esto es debido a que estos escenarios requieren de una mayor instalación de potencia eléctrica debido a los altos niveles de demanda de energía eléctrica generados por las transformaciones en los diferentes sectores de demanda (Figura 20).

A su vez los escenarios TC2050 y TC2040 tienen una generación de empleo aún mayor incluso que los escenarios TP2050 y TP2040, ya que en esos escenarios la energía eléctrica cubre el 52% de la demanda final de energía.

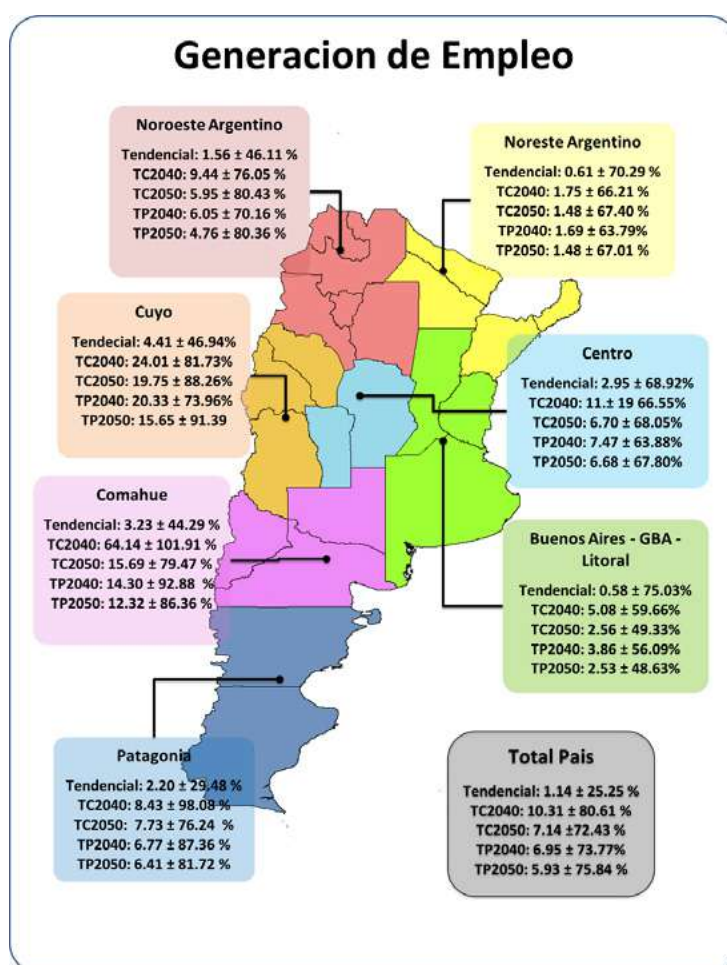


Figura 20. Indicador de generación de empleo normalizado para los seis escenarios por región

Calidad de aire

El indicador de calidad de aire, es decir, el análisis de las emisiones gaseosas contaminantes generadas en las centrales de generación eléctrica, que están ligadas al uso (quema) de combustibles, se analizan en el apartado siguiente: “Resultados de indicadores relacionados al uso de combustibles en la generación eléctrica”.

6.2.2 RESULTADOS DE INDICADORES RELACIONADOS AL USO DE COMBUSTIBLES EN LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

Se analizó el resultado de los indicadores en relación al uso de combustibles en centrales de generación eléctrica. Mostrar estos resultados de forma separada permite visualizar el impacto de la reducción del uso de combustibles para la generación eléctrica debido a la incorporación de energías renovables en gran escala en la matriz. Ya que en la generación eléctrica a partir de fuentes renovables, como solar y eólica, no hay un uso de combustible asociado, por lo que el uso de agua, el uso de suelo, o la generación de contaminantes gaseosos relacionados al uso de algún combustible son nulos.

Uso del agua

Por lo expuesto, la incorporación de energías renovables en la matriz eléctrica genera una disminución notable del uso de agua en los escenarios, como se muestra en la Figura 21. En particular, el uso de agua resulta menor hacia finales del período analizado para los escenarios alternativos, ya que no hay un uso de combustibles asociados al funcionamiento de las centrales solares y eólicas de mayor participación en estos escenarios.

Las centrales térmicas que usan biomásas como combustibles no tienen asociadas un uso de agua o suelo significativo en relación a la generación de estas, ya que las biomásas a utilizar en estas centrales surgen como residuos de otras industrias, como la industria forestal, la agroindustria, etc. Por lo que el uso de suelo y agua están asociados a la actividad principal de estas industrias.

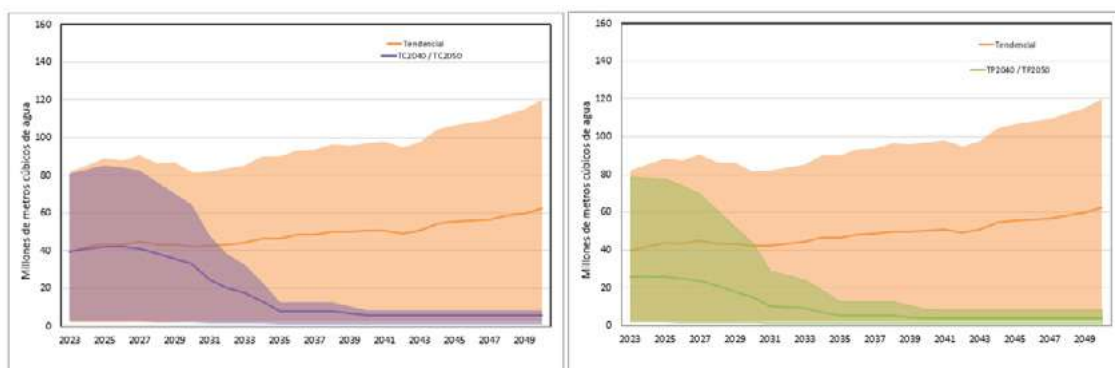


Figura 21. Indicador de uso de agua relacionado al uso de combustibles en centrales de generación eléctrica.

Uso del suelo

El uso de suelo relacionado a la producción de combustibles para la generación eléctrica también decae, debido a que no se utilizan combustibles en los escenarios con gran participación de energías renovables (Figura 22).

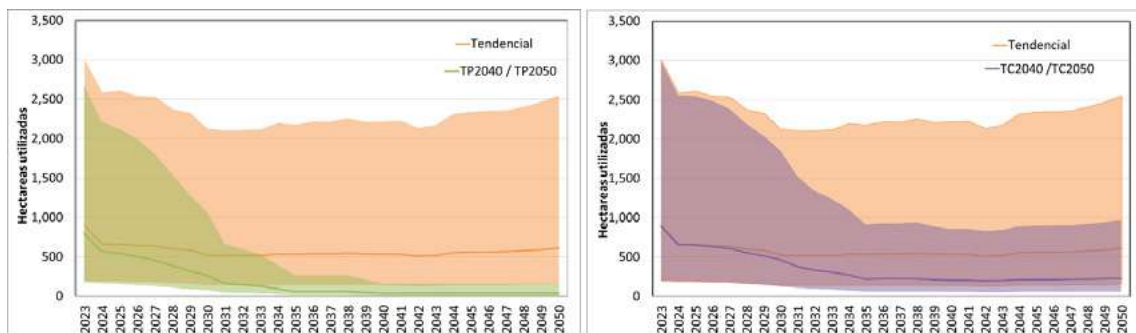


Figura 22. Indicador de uso de suelo relacionado al uso de combustibles en centrales de generación eléctrica

Generación de empleo

Con respecto a la generación de empleo, también disminuye para el sector de producción de combustibles a utilizar en centrales de generación eléctrica, por los mismos motivos que para los otros indicadores. Pero esta reducción de puestos de trabajo en los escenarios se ve compensada ampliamente por generación de empleo en los otros sectores analizados.

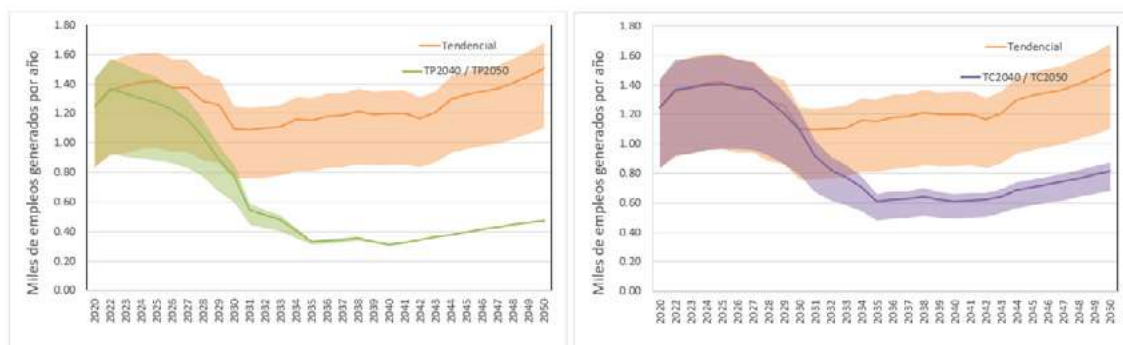
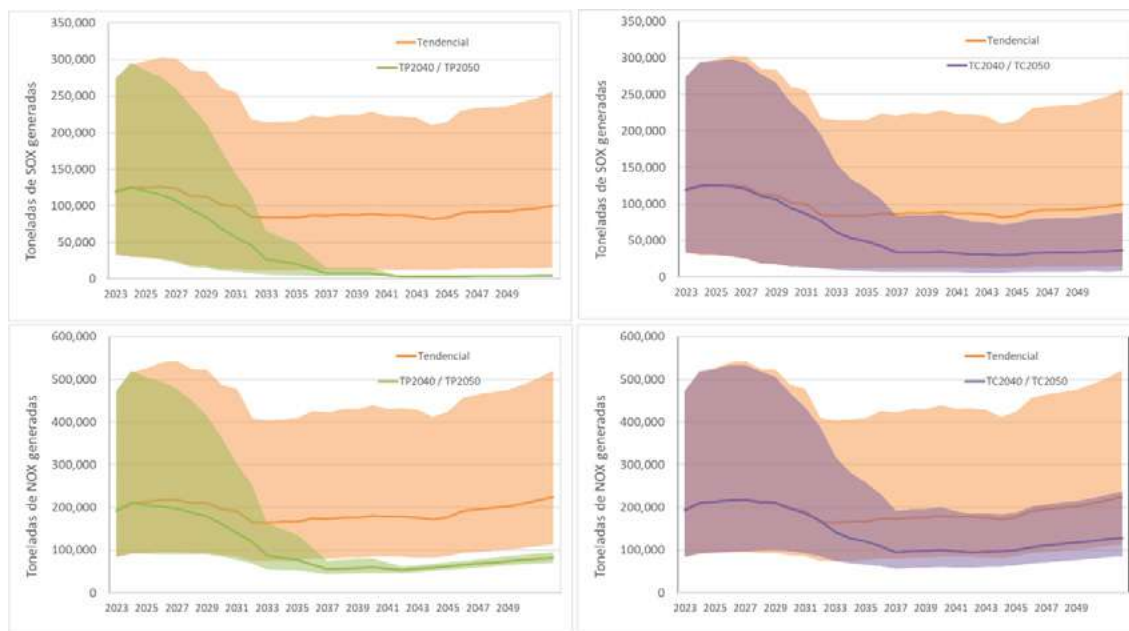


Figura 23. Indicador de generación de empleo relacionado al uso de combustibles en centrales de generación eléctrica

Calidad de aire

En cuanto a calidad de aire, la disminución de uso de combustibles en centrales de generación eléctrica trae aparejado un descenso en la mayoría de las emisiones gaseosas contaminantes (CO, NO_x, SO_x, COV), a excepción del material particulado PM_{2.5} que crece debido al crecimiento del uso de biomásas (Figura 24).



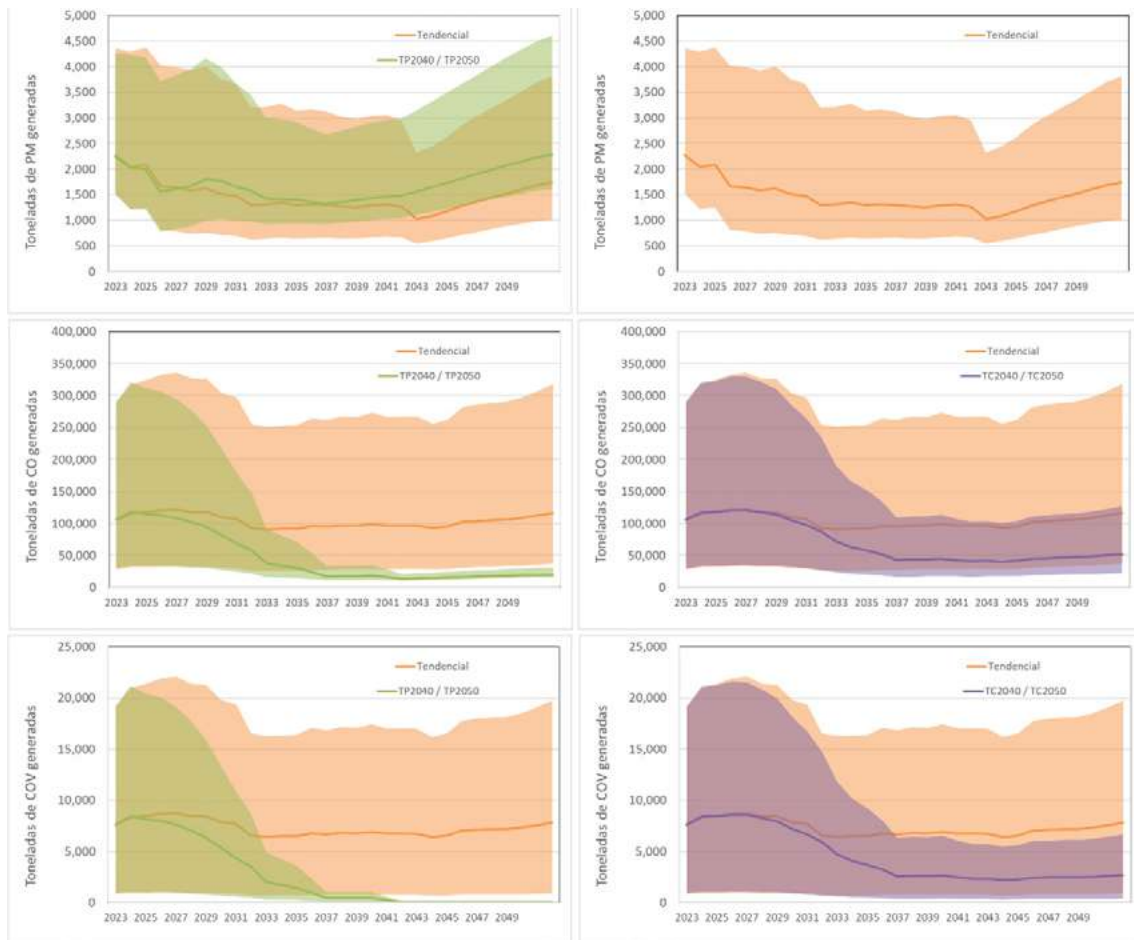


Figura 24. Indicadores de calidad de aire relacionados al uso de combustibles en la generación eléctrica

6.2.3 RESULTADOS DE INDICADORES RELACIONADOS AL USO DE COMBUSTIBLES EN LA DEMANDA FINAL

El uso masivo de combustibles en la demanda final en todos los sectores de consumo (residencial, comercial y público, transporte, agro e industria) genera importantes impactos en todas las dimensiones analizadas. En este apartado se ve el impacto que tienen las medidas enfocadas a la sustitución de combustibles fósiles en el consumo final de energía y a mejorar la eficiencia y la racionalidad con la que esa se consume.

Uso del agua

El uso de agua se relaciona principalmente a la producción de combustibles fósiles, principalmente gas natural, derivados del petróleo, así como también en la producción de biocombustibles.

El crecimiento sostenido de la demanda final de combustibles, a pesar de las medidas de eficiencia consideradas, impulsan el aumento de uso de agua para todos los escenarios analizados.

Los escenarios TP2050 y TP2040 muestran un mayor incremento en el uso de agua a partir del año 2036 en adelante respecto del escenario tendencial, debido principalmente por el mayor uso de biocombustibles, cuya demanda se triplica en el período 2023-2050.

Esto se hace aún más evidente en los escenarios TC2050 y TC2040, dónde la demanda de biocombustibles se multiplica por siete en el mismo período (Figura 25). Los biocombustibles presentan indicadores de uso de agua significativamente más grandes que el resto de los combustibles, debido a la necesidad de agua no sólo en el proceso productivo, sino también en la etapa de cultivo de las materias primas (ver Anexo V sección Uso de Agua).

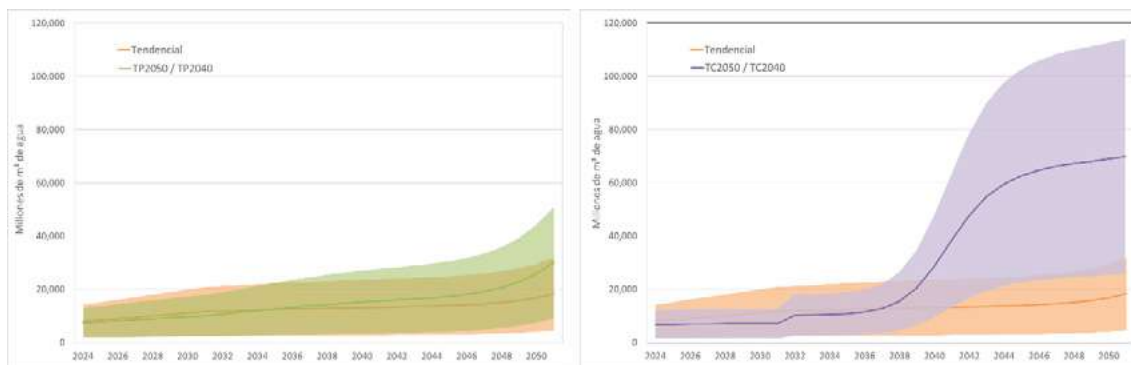


Figura 25. Indicador de uso de agua en la producción de combustibles para la demanda final

Uso del suelo

La mayor demanda de biocombustibles, en los escenarios alternativos, también impacta en el uso de la tierra destinado para su producción, relacionadas a la superficie necesaria para el cultivo de las materias primas, cultivos energéticos como la soja, la caña de azúcar y el maíz (Figura 26). Este incremento no significa un avance de la frontera agrícola en el país, sino que se da sobre tierras de cultivo ya existentes, o en el caso de la soja, la mayor demanda interna se compensa con una reducción en las exportaciones.

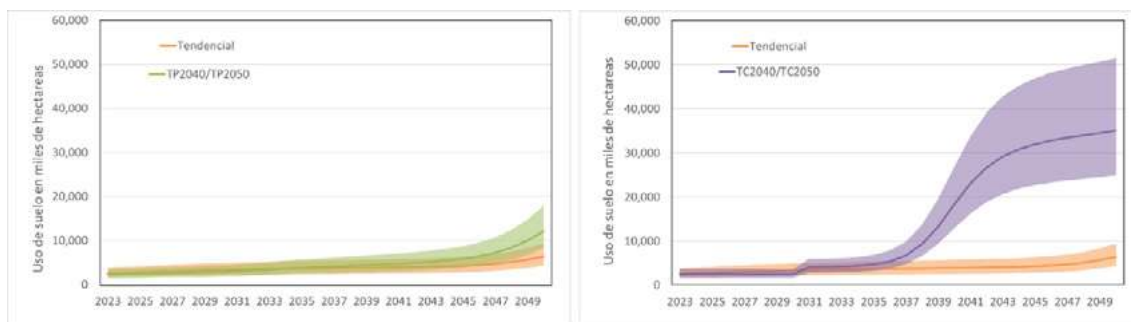


Figura 26. Indicador de uso de suelo en la producción de combustibles para la demanda final

Generación de empleo

La generación de nuevos puestos de trabajo también resulta mayor en los escenarios de Transformación Completa (TC2050/TC2040), impulsada por la mayor demanda de biocombustibles (Figura 27).

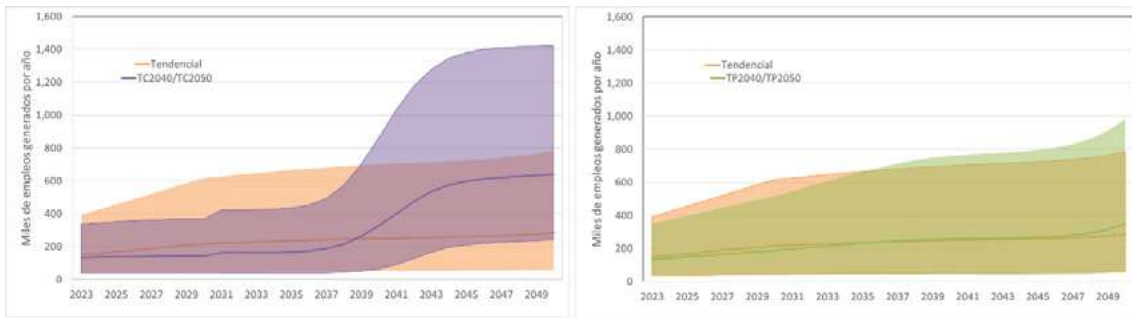
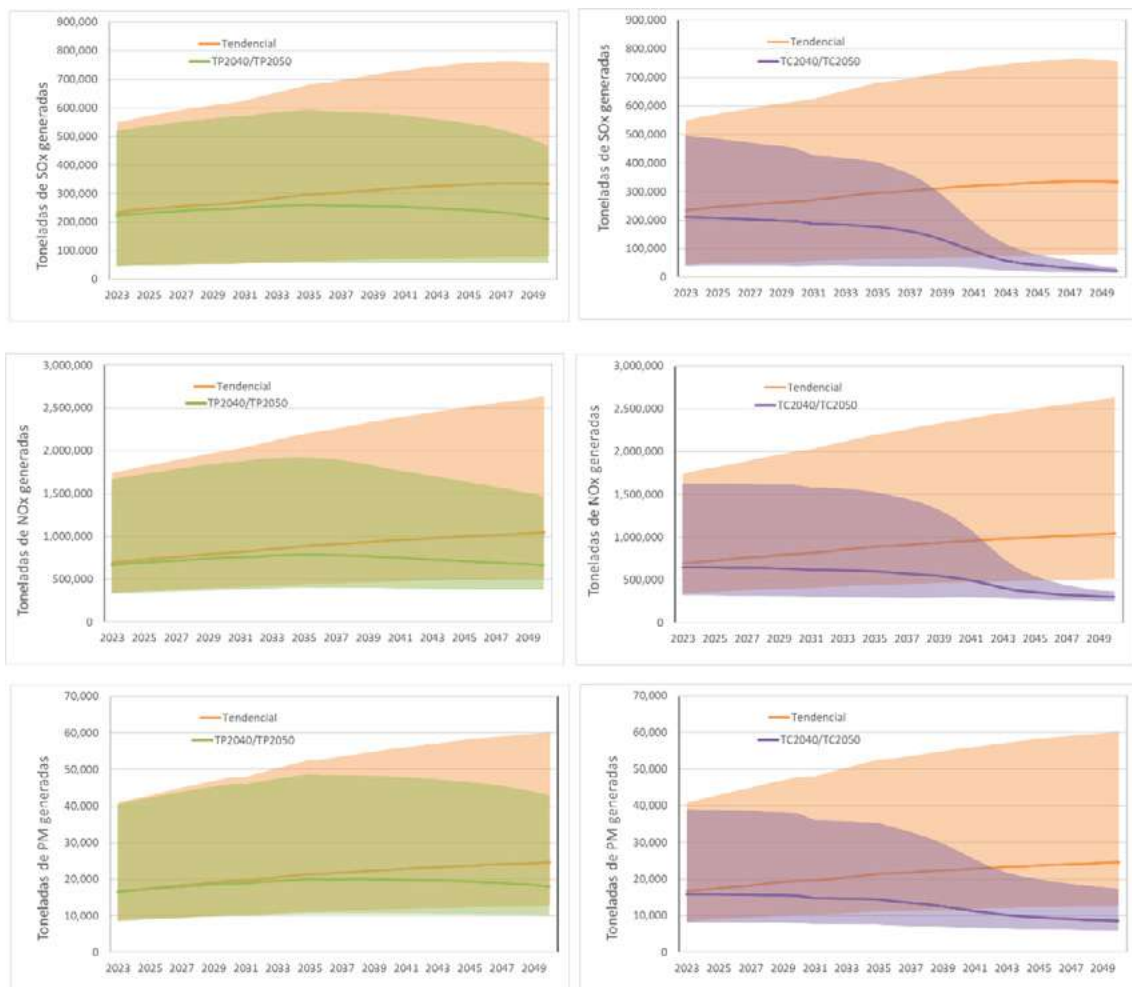


Figura 27. Indicador de generación de empleo en la producción de combustibles para la demanda final

Calidad de aire

En cuanto al indicador de calidad de aire, los escenarios alternativos presentan un mejor desempeño que los escenarios de demanda tendencial. Todas las emisiones gaseosas contaminantes relacionadas al uso de combustibles en la demanda final disminuyen en los escenarios alternativos. Siendo esta disminución más pronunciada en los escenarios de Transformación Completa debido, principalmente, a la disminución en el uso de combustibles fósiles líquidos (nafta y gasoil) en el transporte (Figura 28).



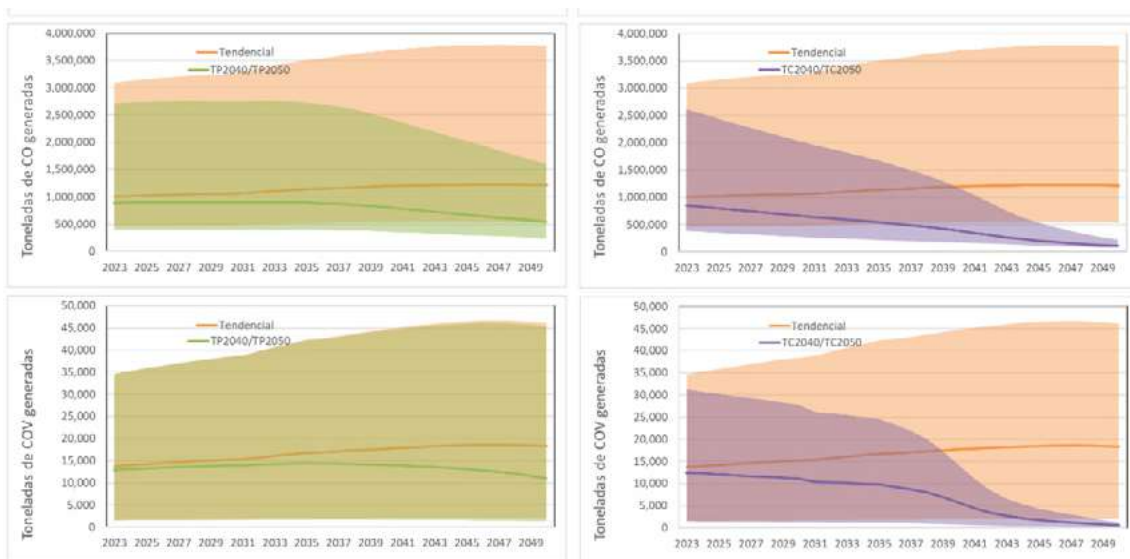


Figura 28. Indicador de calidad de aire en el uso de combustibles en la demanda final

6.2.4 RESULTADOS DE INDICADORES RELACIONADOS A LA PRODUCCIÓN DE LITIO

La producción de litio se vuelve más relevante en los escenarios alternativos, ya que la mayor participación de la movilidad eléctrica impulsa una demanda creciente de baterías basadas en este metal.

La creciente demanda de baterías de litio genera una serie de problemáticas socioambientales en las zonas donde se encuentran los yacimientos del metal. Uso de agua en exceso en zonas de escasas hídricas, ocupación de tierras de comunidades nativas, entre otros.

En la Figura 29 se observa que los escenarios de demanda eficiente tienen un mayor uso de agua relacionado a la producción de carbonato de litio.

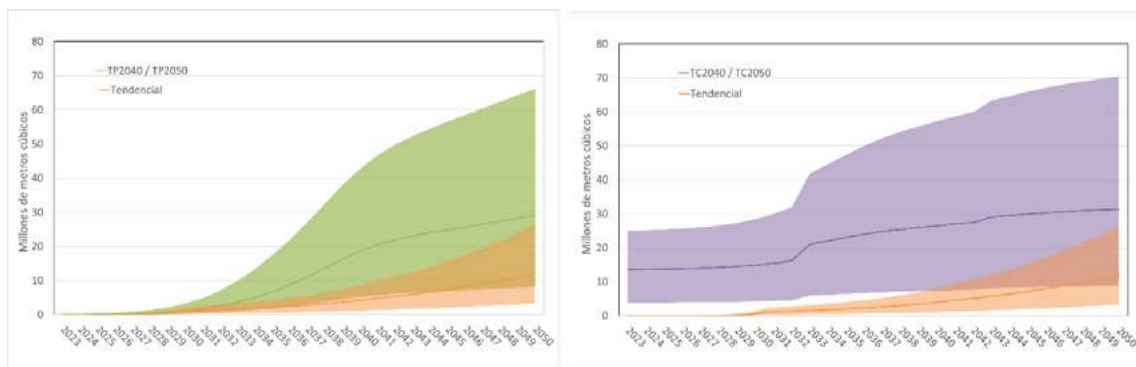


Figura 29. Uso de agua en la producción de carbonato de litio

También el uso de suelo relacionado a la producción de carbonato de litio es mayor en los escenarios alternativos (Figura 30).

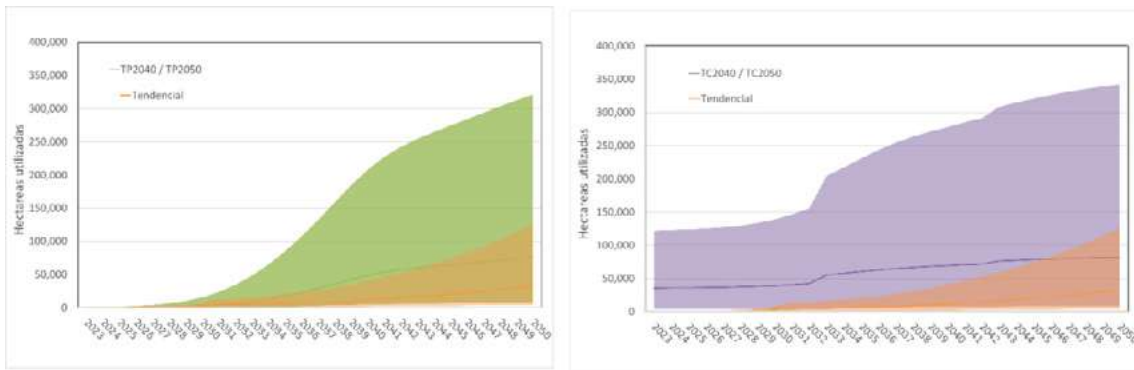


Figura 30. Uso de suelo relacionado a la producción de carbonato de litio

En los escenarios alternativos también es mayor la generación de gases contaminantes relacionados a las actividades de producción de carbonato de litio, tales como óxidos nitrosos y óxidos de azufre (Figura 31).

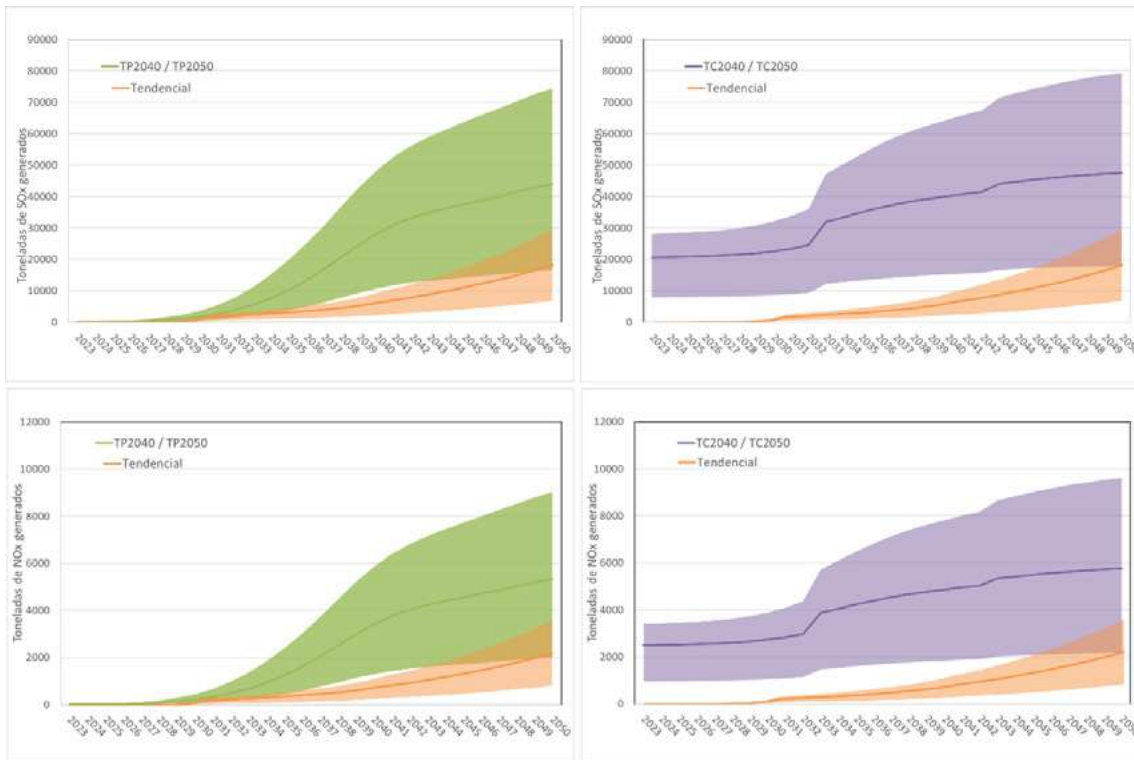


Figura 31. Calidad de aire relacionada a la producción de carbonato de litio

Lógicamente, la creación de puestos de trabajo en relación a la producción de litio se incrementa en los escenarios alternativos (Figura 32).

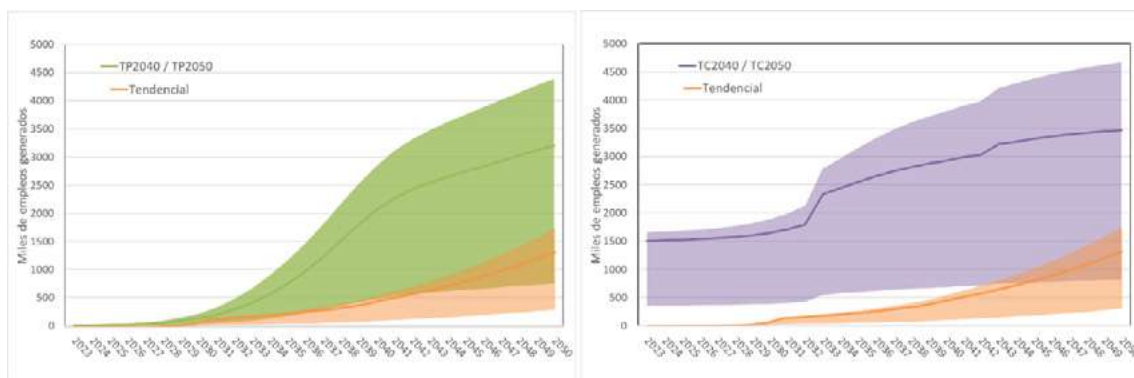


Figura 32. Generación de empleo relacionado a la producción de carbonato de litio

7. ELEMENTOS PARA UNA ESTRATEGIA ENERGÉTICA DE LARGO PLAZO BAJA EN EMISIONES Y SOSTENIBLE

Las transformaciones necesarias del sistema energético que muestran los diferentes escenarios elaborados tendrán, para su implementación, una cantidad de barreras a superar, incluyendo el acceso al financiamiento, la falta de capacidades técnicas y de gestión, un sistema científico-tecnológico alejado de las problemáticas centrales del país, la arquitectura institucional que dificulta la participación ciudadana y la toma de decisiones, y la falta de conciencia ciudadana sobre el cambio climático y la problemática energética que lo causa. Es por esto que para iniciar la transición hacia un despliegue masivo de energías renovables en la Argentina será necesario elaborar una estrategia que contemple múltiples aspectos.

En base a los escenarios energéticos elaborados, su análisis técnico y económico y la evaluación inicial de su integridad socioambiental, se definen en esta sección los elementos centrales de una estrategia que permita la Implementación masiva de energía solar y eólica en la Argentina.

Estos elementos incluyen:

Identificación y evaluación de los impactos presentes y futuros del cambio climático basados en proyecciones del clima a partir de modelos climáticos y la identificación de los riesgos asociados

Identificación e implementación de soluciones basadas en el desarrollo comunitario y territorial que consideren las capacidades y recursos disponibles en cada comunidad o región con la participación de los actores locales

Generación de recursos e instrumentos financieros a partir de una revisión del sistema impositivo y del régimen de subsidios, entre otros, y considerando potenciales activos varados que puedan generarse por infraestructuras relacionadas a la producción y uso de combustibles fósiles que quedarán en desuso antes del final de su vida útil.

Capacitación de técnicos, profesionales y otros trabajadores para que puedan asumir tareas en nuevas actividades económicas-productivas, y compensación de aquellos empleos cuya integración a los nuevos sectores productivos sea más dificultosa

Inclusión de perspectiva de género para asegurar que las mujeres puedan acceder al conocimiento, la información y las tecnologías, y que las políticas se diseñen con su participación activa.

Sistema educativo alineado a objetivos de desarrollo sostenible para la concientización de los individuos sobre las relaciones entre ecosistemas humanos y naturales y la capacitación en las nuevas actividades productivas que contribuirán a la transformación de los distintos sectores, atendiendo a la formación multidisciplinaria.

Ciencia y tecnología para aportar conocimiento, desarrollo tecnológico e innovación como elementos para el desarrollo regional, la construcción de cadenas de valor locales, y para alcanzar la soberanía energética.

Revisión del marco regulatorio vigente a favor de la promoción y facilitación de las acciones necesarias, incluyendo las transformaciones en infraestructura y cambios tecnológicos que favorezcan la sustentabilidad del desarrollo, en coordinación con los instrumentos económicos y financieros.

Comunicación y participación ciudadana a través de mecanismos transparentes que brinden información completa sobre las políticas y medidas, evitando asimetrías en el acceso a la información, y abriendo canales de discusión genuinos entre los diversos actores y grupos de interés.

Revisión del actual esquema de gobernanza, tanto a nivel nacional como provincial y municipal, para facilitar la articulación entre organismos públicos y áreas de gobierno en todos esos niveles, incluyendo la revisión de las competencias y divisiones jurisdiccionales que no permiten abordar las problemáticas socioambientales de manera integral.

Revisión de patrones de producción y consumo, buscando la conservación y la eficiencia en la producción y consumo de bienes y servicios, incluyendo la eliminación de la obsolescencia programada e inducida por la industria y el comercio.

Elaboración de un plan comunicacional de largo plazo que contribuya a replantear hábitos y comportamientos individuales y sociales enraizados en una visión del desarrollo que pone el crecimiento material como la principal aspiración, atendiendo las desigualdades existentes entre los distintos estratos sociales y las necesidades básicas todavía insatisfechas en gran parte de la población, con el fin de redireccionarlos hacia hábitos y comportamientos alineados con un desarrollo sostenible y en armonía con la naturaleza.

Por este motivo, la transformación deberá atender la necesidad de un incremento en el consumo per cápita de energía en aquellos hogares que hoy se encuentran en los deciles de ingresos más bajos, facilitando el acceso a energía moderna a valores que eliminen la pobreza energética, al mismo tiempo que deberá evaluar limitar el incremento de ese consumo en hogares donde el consumo de energía per cápita alcance estándares de suficiencia energética a definir.

8. CONSIDERACIONES FINALES

Los escenarios energéticos elaborados para la transformación del sistema energético tienen a la reducción de emisiones del sector como objetivo primario, pero no como el único objetivo. Las consideraciones hechas tanto para la demanda como para la oferta de energía apuntan también a mejorar tanto la seguridad como la soberanía energética a través de la diversificación de los recursos energéticos utilizados, y la descentralización de la producción con la posibilidad del uso de tecnologías y componentes desarrollados en el país. En este sentido se espera que la transformación del sistema energético aproveche y fortalezca los recursos humanos existentes para potenciar desarrollos científicos, tecnológicos y productivos, agregando valor a través del desarrollo de proveedores locales que creen empleo de calidad.

Los escenarios alternativos elaborados también buscan reducir la vulnerabilidad del sistema frente a los impactos del cambio climático, como por ejemplo el incremento de las olas de calor o la disminución de los caudales de los ríos, garantizando el acceso a la energía a través de la ampliación de la red eléctrica y la promoción de la generación distribuida, tanto en entornos rurales como urbanos, para reducir la vulnerabilidad de la población ante eventos climáticos extremos.

En suma, estos escenarios buscan garantizar la integridad socioambiental de la transformación energética, evaluando una serie de indicadores de sostenibilidad. De esta evaluación surge que, en términos generales, los escenarios alternativos reducen los impactos sobre el agua el suelo y el aire y generan más y mejores empleos. Sin embargo, no importa cuál sea el escenario, será imprescindible analizar cada medida de manera integral, incorporando todas las dimensiones de la sostenibilidad en ese análisis, y atendiendo las circunstancias locales y a los actores de los lugares donde esas medidas se pretendan emplazar.

Los escenarios muestran que desde el punto de vista técnico sería posible cubrir la necesidad de energía a partir de recursos renovables. Además, el análisis de los costos en los diferentes escenarios muestra que, en todos los casos, los costos totales del sistema energético para todo el período considerado son menores que en el escenario tendencial delineado por las autoridades del sector. Sin embargo, los diferentes escenarios tendrán barreras a superar, aun aquellos con costos totales más bajos y con mejor desempeño socioambiental y socioeconómico. Es por esto que para iniciar la transición hacia un despliegue masivo de energías renovables en la Argentina será necesario elaborar una estrategia que contemple múltiples aspectos y que promueva la participación de múltiples actores para concientizar y capacitar y, fundamentalmente, para acordar una visión de modelo energético con vistas al corto, mediano y largo plazo.

9. BIBLIOGRAFÍA

AAFAC, Informes Anuales de Flota Circulante en Argentina. Asociación de Fabricantes Argentinos de Componentes. <http://www.afac.org.ar/>

Auffhammer, M., Fischer, C. (2017). "Putting Coal Jobs in Perspective". resources.org. Consultada Nov.2021.

Bass, Frank (1969) "A New Product Growth Model for Consumer Durables". Management Science, Vol 15 (5), 215-227.

Bass, Frank (2004) "Comments on "A New Product Growth Model for Consumer Durables": The Bass Model" Management Science, 50, N 12, pp. 1833-1840

Berndes, G., Bird, N., & Cowie, A. (2011). Bioenergy, Land Use Change and Climate Change Mitigation: Background Technical Report.

Blanco, H. (2021) "Hydrogen production in 2050: how much water will 74EJ need?". Energy Post. <https://energypost.eu/hydrogen-production-in-2050-how-much-water-will-74ej-need/>

Bošnjaković, M., Stojkov, M., & Jurjević, M. (2019). Environmental impact of geothermal power plants. Tehnički vjesnik, 26(5), 1515-1522.

CEPAL (2014). La economía del cambio climático en la Argentina. Primera aproximación. Estudio Regional de la Economía del Cambio Climático (ERECC).

Chang, Y., Huang, R., Ries, R. J., & Masanet, E. (2014). Shale-to-well energy use and air pollutant emissions of shale gas production in China. Applied energy, 125, 147-157.

Czako, V. (2020). Employment in the Energy Sector. Publications Office of the European Union: Luxembourg.

Dai, Q., Kelly, J. C., Gaines, L., & Wang, M. (2019). Life cycle analysis of lithium-ion batteries for automotive applications. Batteries, 5(2), 48.

Diesendorf, M. (2004). Comparison of employment potential of the coal and wind power industries. International Journal of Environment, Workplace and Employment, 1(1), 82-90.

DiPippo, R. (2012). Geothermal power plants: principles, applications, case studies and environmental impact. Butterworth-Heinemann.

Dvořák, P., Martinát, S., Van der Horst, D., Frantál, B., & Turečková, K. (2017). Renewable energy investment and job creation; a cross-sectoral assessment for the Czech Republic with reference to EU benchmarks. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 69, 360-368.

EEA (2019). EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2019. Technical guidance to prepare national emission inventories. EEA Report No 13/2019. ISSN 1977-8449.

EPA (1985). Compilation of Air Pollutant Emission Factors Fourth Edition Volume I Stationary Point and Area Sources. National Service Center for Environmental Publications (NSCEP).

EPA (1988). Air Pollution Control Alternatives for Shale Oil Production Operations. National Service Center for Environmental Publications (NSCEP).

Epifanio D. y Ernst C. (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

Esquivel et al. (2016) Vulnerabilidad al cambio climático de los sistemas de producción hidroeléctrica en Centroamérica y sus opciones de adaptación. Monografía del BID; 399. Banco Interamericano de Desarrollo. División de Cambio Climático y Sostenibilidad.

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>

Flexer, V., Baspineiro, C. F., & Galli, C. I. (2018). Lithium recovery from brines: A vital raw material for green energies with a potential environmental impact in its mining and processing. *Science of the Total Environment*, 639, 1188-1204.

Fritsche U. R., Berndes G., Cowie A. L., Dale V. H., Kline K. L., Johnson F. X., ... & Woods J. (2017). Energy and land use. *Work. Pap. Glob. L. Outlook*, 14-15.

Fundación YPF (2015) Mapas. Recursos energéticos de la Argentina. <https://energiasdemipais.educ.ar/recursos-energeticos/>

Gallardo, S. (2011). Extracción de litio en el Norte argentino. La fiebre comienza. *Revista EXACTAMENTE*, 26-29. <http://www.fcen.uba.ar/fotovideo/EXm/PDF/EXM48.pdf>

Geroski, P. A. (2000). Models of technology diffusion. *Research policy*, 29(4-5), 603-625.

Hache E., Barnet C., Seck G. (2021) "Lithium in the energy transition: more than a resource issue?". IFP Energies Nouvelles <https://www.ifpenergiesnouvelles.com/article/lithium-energy-transition-more-resource-issue>

Hall, B. H., & Khan, B. (2003). Adoption of new technology. NBER Working Paper No. 9730. <http://www.nber.org/papers/w9730>. NATIONAL BUREAU OF ECONOMIC RESEARCH. Cambridge, JEL No. O3, L1.

Heaps C.G. (2022) LEAP: The Low Emissions Analysis Platform. [Software version: 2020.1.62] Stockholm Environment Institute. Somerville, MA, USA. <https://leap.sei.org>

Hilbert J., Galbusera S. (2011) "Análisis de emisiones producción de biodiesel - AG Energy Viluco" INTA, 2011. DOI: 10.13140/RG.2.2.35974.52803

Hunsberger, C., German, L., & Götz, A. (2017). "Unbundling" the biofuel promise: Querying the ability of liquid biofuels to deliver on socio-economic policy expectations. *Energy Policy*, 108, 791-805.

Hurtado, J. I. L., & Soria, B. Y. M. (2007). El hidrógeno y la energía. Asociación Nacional de Ingenieros del ICAI.

IEA (2016A) "Water Nexus Report". International Energy Agency. All rights reserved. <https://www.iea.org/reports/water-energy-nexus>

IEA (2016B) Energy and Air Pollution, World Energy Outlook, Special Report. International Energy Agency. All rights reserved. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/6b75c4ae-e633-4fa0-9569-b28e226e6103/WorldEnergyOutlookSpecialReport2016EnergyandAirPollution.pdf>

INDEC (2013). Estimaciones y proyecciones de población 2010-2040: total del país. 1a ed. Ciudad Autónoma de Buenos Aires: Instituto Nacional de Estadística y Censos - INDEC, 2013. E-Book. ISBN 978-950-896-431-1. 1. Estadísticas. I. Título. CDD 310.4

INDEC (2021A) Censo Nacional Agropecuario 2018: resultados definitivos / 1a ed. - Ciudad Autónoma de Buenos Aires: Instituto Nacional de Estadística y Censos - INDEC, 2021. ISBN 978-950-896-607-0

INDEC (2021B) Informes técnicos. Vol. 6, n° 86. ISSN 2545-6636. Condiciones de vida. Vol. 6, n° 6. Indicadores de condiciones de vida de los hogares en 31 aglomerados urbanos. Segundo semestre de 2021. ISSN 2545-6660.

IPCC (2000) Special Report on Emissions Scenarios. Intergovernmental Panel on Climate Change. ISBN: 92-9169-113-5

IRENA (2013), Renewable Energy and Jobs, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA (2018) "POLICY BRIEF #13 INTERLINKAGES BETWEEN ENERGY AND JOBS"
<https://sustainabledevelopment.un.org/content/documents/17495PB13.pdf>

IRENA (2020), Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. ISBN: 978-92-9260-295-6

IRENA (2022) Renewable Technology Innovation Indicators: Mapping progress in costs, patents and standards, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. ISBN: 978-92-9260-424-0

Kazimierski, M. A. (2018). Almacenamiento energético frente al inminente paradigma renovable: el rol de las baterías ion-litio y las perspectivas sudamericanas. Letras Verdes, Revista Latinoamericana de Estudios Socioambientales, (23), 108-132.

Lambert, R. J., & Silva, P. P. (2012). The challenges of determining the employment effects of renewable energy. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 16(7), 4667-4674.

López, A.; Obaya, M.; Pascuini, P.; Ramos, A. (2019) "Litio en la Argentina, la cadena de valor: Oportunidades y desafíos para el desarrollo." Banco Interamericano de Desarrollo. IDB-MG-698. JEL code: Q30, Q38, Q47, O13, O54 [https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Litio en la Argentina Oportunidades y desaf%C3%ADos para el desarrollo de la cadena de valor es es.pdf](https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Litio%20en%20la%20Argentina%20Oportunidades%20y%20desaf%C3%ADos%20para%20el%20desarrollo%20de%20la%20cadena%20de%20valor%20es%20es.pdf)

Loveringa, J., Swaina, M., Blomqvista, L., Hernandezb, R. R., & Lovering, J. (2022). Land-use intensity of electricity production and tomorrow's energy landscape 2. energy, 2, 3.

Macknick, J.; Newmark,R.; Heath, G.; Hallett, K. C. (2012) "Operational water consumption and withdrawal factors for electricity generating technologies: a review of existing literature". Environmental Research Letters. <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/7/4/045802/meta>

Manrique, A. (2014). Explotación del litio, producción y comercialización de baterías de litio en Argentina (Doctoral dissertation, Universidad Nacional de Mar del Plata. Facultad de Ingeniería. Argentina).

Marrero-Díaz, Y., Cruz-Estopiñan, E. B., & Suárez-Benítez, M. (2020). Emisiones atmosféricas provenientes de centrales azucareros de Holguín, Cuba: Una herramienta de gestión pública local. Revista Cubana de Meteorología, 26(2).

MAYDS (2021) Cuarto Informe Bienal de Actualización de Argentina a la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC)

Meneses-Ruiz, E., Roig-Rassi, A., Paz, E., Alonso, D., & Alvarado, J. (2018). Factores de emisión de CO, CO₂, NO_x y SO₂ para instalaciones generadoras de electricidad en Cuba. *Revista Cubana de Meteorología*, 24(1), 1-9.

Mielke, E., Anadon, L. D., & Narayanamurti, V. (2010). Water consumption of energy resource extraction, processing, and conversion. Belfer Center for Science and International Affairs.

Mier, M. A. M., Vargas, F. E. S., & Fajardo, C. A. G. (2012). Producción y caracterización de biodiesel a partir de aceite de pollo. *Informador Técnico*, 76, 62-62.

Ministerio de Economía (2021A) Resolución 1036/2021. Anexo I, Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030 de la Secretaría de Energía.

Ministerio de Economía (2021B) Producción de Petróleo y Gas, <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/hidrocarburos/produccion-de-petroleo-y-gas>

Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social, (2021) Estadísticas e indicadores nacionales, <https://www.trabajo.gob.ar/estadisticas/oede/estadisticasnacionales.asp>

Oladimeji, T. E., Sonibare, J., Odunfa, K. M., & Oresgun, O. R. (2015). Environmental impact analysis of the emission from petroleum refineries in Nigeria. *Energy and Environment Research*, 5(1), 33-41.

Ong, S., Campbell, C., Denholm, P., Margolis, R., & Heath, G. (2013). Land-use requirements for solar power plants in the United States (No. NREL/TP-6A20-56290). National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States).

Orocobre (2020) Reportes de Orocobre. https://www.orocobre.com/wp-content/uploads/2021/02/OROCOBRE-Sustainability-Report-2020_Web_Final.pdf <https://www.orocobre.com/corporate-responsibility/sustainability-report/performance-data/>

Pepermans G. et al. (2005) Distributed generation: definition, benefits and issues. *Energy Policy*, Volume 33, Issue 6, 2005, Pages 787-798, ISSN 0301-4215, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2003.10.004> (<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421503003069>)

Romero I., Cristóbal M. (2020) Herramienta para el Fomento de Instalaciones Solares Fotovoltaicas en la Ciudad de Buenos Aires, para la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. https://www.buenosaires.gob.ar/sites/gcaba/files/herramienta_sfv_caba_-_reporte_final.pdf

Rozemberg, R., Saslavsky, D., & Svarzman, G. (2009). La industria de biocombustibles en Argentina. López A, coord. La industria de biocombustibles en el Mercosur. Montevideo: Serie RED Mercosur de investigaciones económicas N°15.

Sarango, D. D. (2005). Impacto Ambiental por uso del Gas Natural de Camisea en la Generación de Energía Eléctrica en el Perú. *Revista de investigación de física*, 8(02), 26-33.

Schneider, E., Carlsen, B., Tavrides, E., van der Hoeven, C., & Phathanapirom, U. (2013). A top-down assessment of energy, water and land use in uranium mining, milling, and refining. *Energy economics*, 40, 911-926.

Silalertruksa, T., & Gheewala, S. H. (2011). Long-term bioethanol system and its implications on GHG emissions: a case study of Thailand. *Environmental science & technology*, 45(11), 4920-4928.

Spang, E. S., Moomaw, W. R., Gallagher, K. S., Kirshen, P. H., & Marks, D. H. (2014) The water consumption of energy production: an international comparison. *Environmental Research Letters*, 9(10), 105002.

Strang, D., & Soule, S. A. (1998). Diffusion in organizations and social movements: From hybrid corn to poison pills. *Annual review of sociology*, 265-290.

Subsecretaría de Desarrollo Minero - Secretaría de Política Minera del Ministerio de Producción y Trabajo (2019) "Argentina: Proyectos Avanzados de Litio en Salares" <http://informacionminera.produccion.gob.ar/dataset/2210/catalogos-de-proyectos>

Subsecretaría de Energías Renovables, 2018. Generación de empleo, Energías Renovables. Programa RenovAr y MATER. Secretaria de Energía, Ministerio de Economía de la Nación.

Tran, T., & Luong, V. T. (2015). Lithium production processes. In *Lithium process chemistry* (pp. 81-124). Elsevier.

Tsai, J. H., Chen, S. H., Chen, S. F., & Chiang, H. L. (2021). Air Pollutant Emission Abatement of the Fossil-Fuel Power Plants by Multiple Control Strategies in Taiwan. *Energies*, 14(18), 5716.

Vignolo, M, Zeballos, R. (2001) Transmission networks or distributed generation? [en línea] Montevideo: UR. FING, 2001. <https://www.colibri.udelar.edu.uy/jspui/handle/20.500.12008/21165>

WEC (2010) "Water for Energy". World Energy Council, London, United Kingdom. ISBN: [978-0-946121-10-6] <https://www.worldenergy.org/publications/entry/water-for-energy-2010>

Wei, M., Patadia, S., & Kammen, D. M. (2010). Putting renewables and energy efficiency to work: How many jobs can the clean energy industry generate in the US?. *Energy policy*, 38(2), 919-931.

Zícari, J. N. (2015). Neoextractivismo en Sudamérica: El caso del litio. Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Ciências e Tecnologia, <https://ri.conicet.gov.ar/handle/11336/71305>

10. ANEXO I PROYECCIONES DE LA DEMANDA

Las proyecciones del comportamiento de la demanda a futuro se realizaron en base al crecimiento de diferentes variables según el sector de demanda analizado. Así por ejemplo para la demanda residencial la variable preponderante fue el crecimiento poblacional esperado (INDEC, 2013), junto al promedio de personas por hogar (INDEC, 2021) (Figura 33).

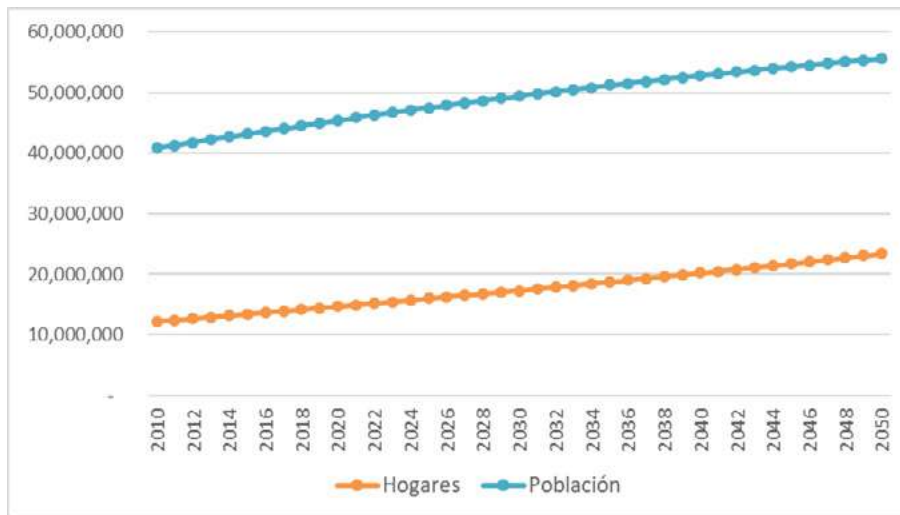


Figura 33. Crecimiento de la población y cantidad de hogares

Para el sector de demanda industrial se consideró el crecimiento esperado del Producto Interno Bruto (PBI), ver Figura 34.

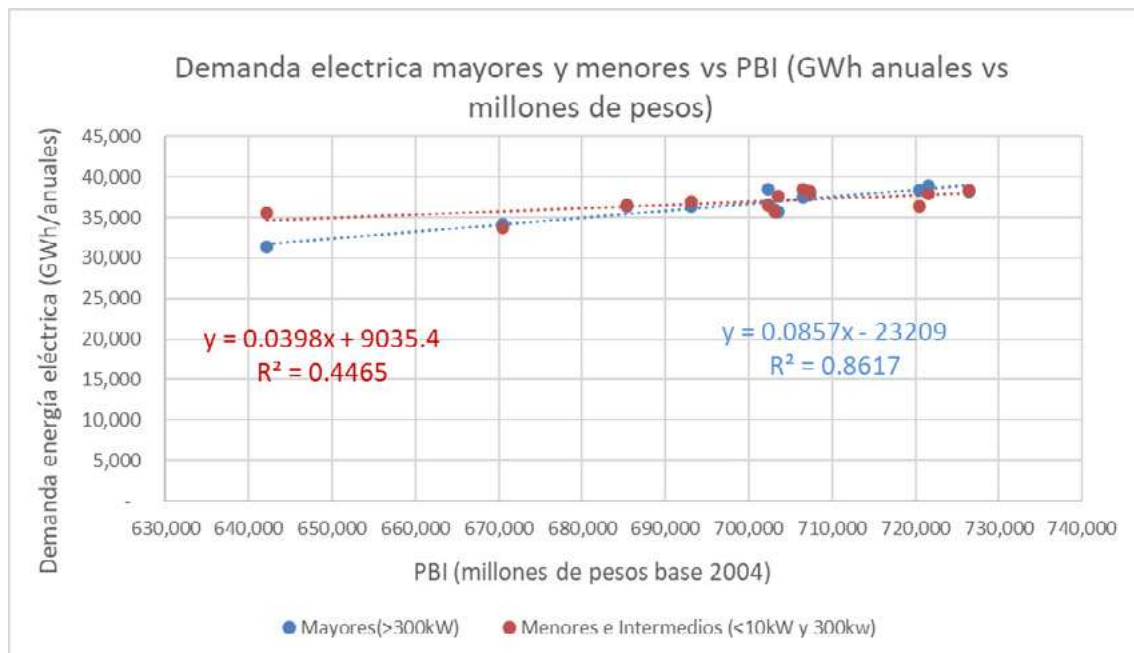


Figura 34. Comportamiento de la demanda de energía eléctrica del sector industria diferenciado para grandes consumidores y menores e intermedios vs Producto Interno Bruto (PBI) para el período 2010-2021

Para el sector transporte se utilizó la variable cantidad de autos por habitante para la modelación del crecimiento del parque automotor. Para ello se relacionó las series de crecimiento poblacional (INDEC, 2013) y crecimiento del parque automotor en el período 2010-2020 para la Argentina (AFAC), y se buscó una función que tuviera un buen ajuste ($R^2 > 0.9$) para modelar esta relación (Figura 35). Con esta función se proyectó el crecimiento anual de vehículos en la flota circulante nacional en función de la proyección de crecimiento poblacional dada por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC, 2013).

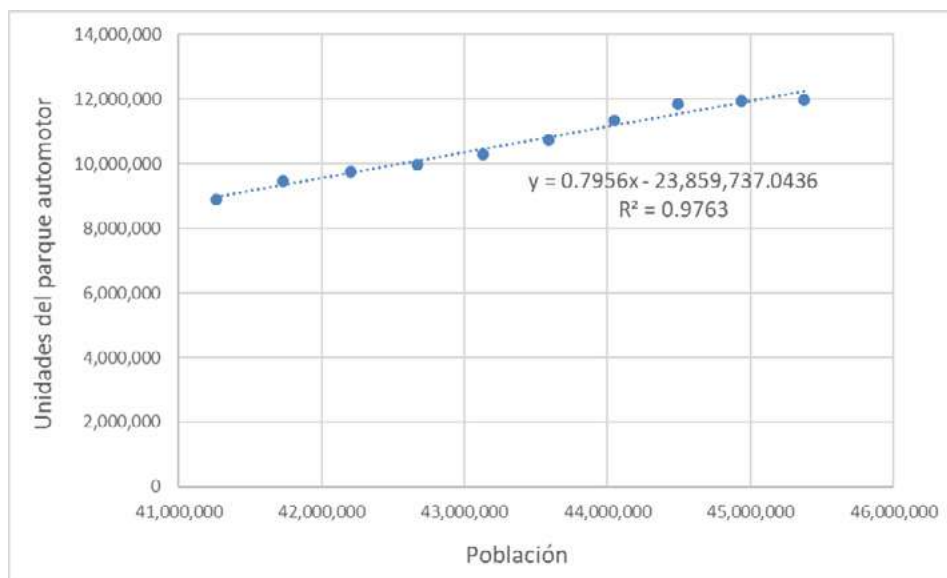


Figura 35. Crecimiento del parque automotor en función del crecimiento poblacional

Como resultado de esta modelación se obtiene el crecimiento de la cantidad de vehículos circulantes hasta el año 2050, la proporción de autos por habitante se espera que crezca de 264 vehículos por cada 1000 habitantes a 366/1000 habitantes (Figura 36).

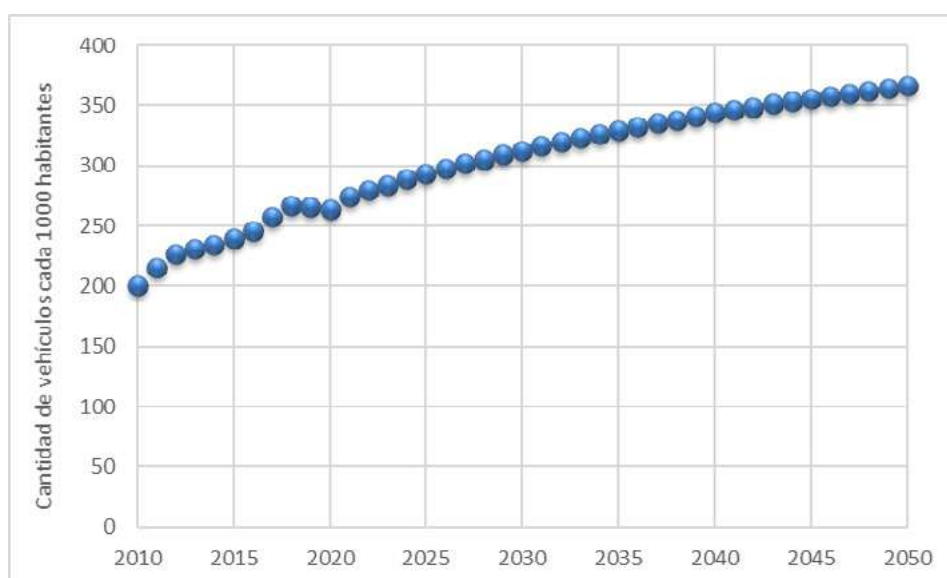


Figura 36. Proyección del crecimiento de la cantidad de vehículos por cada 1000 habitantes al 2050

11. ANEXO II PROYECCIONES DE LA OFERTA

11.1 ANÁLISIS DEL POTENCIAL DE GENERACIÓN RENOVABLE A GRAN ESCALA EN LA ARGENTINA

Para determinar el potencial de generación renovable solar y eólica en la Argentina, se consideraron los recursos disponibles en cada región del país (velocidad de vientos y radiación solar) y con estos se determinó el factor de capacidad que tendrían las instalaciones en cada punto geográfico (Fundación YPF, 2015) (IRENA, 2022). Además, se estimó el área (uso de suelo) disponible en cada región considerando para tal fin solo las áreas no aptas para otros usos, dejando fuera zonas aptas para el desarrollo de actividades económicas como agricultura y silvicultura, así como también las zonas de hábitats naturales como bosques, pastizales, humedales, etc. (INDEC, 2021A). En la Tabla 3 se muestran el área disponible por región y se la compara con el área necesaria según la potencia instalada de generación eólica y solar para los escenarios de demanda eficiente, que son los que alcanzan una mayor potencia instalada de energías renovables.

Zona	Área disponible (km2)	Potencia instalada solar y eólica (MW)	Área necesaria (km2)	Porcentaje de utilización del área disponible
Gran BS AS + provincia de Bs As + Litoral	20,020	24,518	1,769	9%
Centro	9,737	4,671	276	3%
Noroeste	15,887	43,620	2,533	16%
Noreste	15,408	4,671	292	2%
Cuyo	7,448	36,420	1,858	25%
Patagonia	15,789	94,913	7,175	45%
Comahue	12,277	78,620	5,900	48%
Total país	96,565	287,433	19,802	21%

Tabla 3. Comparación del área disponible por región y el área máxima a utilizar para generación eléctrica renovable (solar y eólica)

Del análisis de los valores precedentes se desprende que la Argentina cuenta con el potencial necesario para el desarrollo de las energías eólica y solar a gran escala y este desarrollo puede desarrollarse en suelos no aptos para otros usos por lo que no se verían afectadas otras actividades económicas ni tampoco áreas naturales protegidas.

11.2 ANÁLISIS DEL POTENCIAL DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA EN LA ARGENTINA

La generación distribuida tiene diversas ventajas y beneficios, entre los cuales se pueden enumerar que: asegura un acceso universal de la energía; evita el monopolio y concentración de la generación, transporte y distribución, por lo tanto sirve como herramienta de control de precios; acerca la generación al consumo por lo que se evitan grandes inversiones en redes de transporte de alta tensión y reduce las pérdidas asociadas al transporte; otorga mayor confiabilidad y calidad al sistema eléctrico. Además de los beneficios ambientales asociados, ya que las tecnologías de generación utilizadas son mayormente de fuentes renovables, como la generación fotovoltaica (Pepermans G. et al. 2005) (Vignolo M., Zeballos R. 2001).

Es por las razones mencionadas que promover el desarrollo de instalaciones domiciliarias de generación distribuida fotovoltaica (GDF) es una herramienta que puede servir para favorecer la transición energética, fomentar las economías regionales, aumentar el empleo verde, asegurar el acceso a la energía, redu-

cir emisiones de gases de efecto invernadero, entre otras múltiples consecuencias positivas. A continuación, se analiza la potencia posible de instalar en Argentina a 2050 de generación distribuida fotovoltaica residencial, sus costos y el posible uso de los subsidios para su financiación.

Para determinar el potencial de generación de energía eléctrica en edificios residenciales en Argentina, se consideró que la potencia a instalar en cada hogar deberá ser la suficiente para poder generar, en el periodo de un año, el consumo medio de energía de dicho hogar. Para ello se analizaron los consumos residenciales, la cantidad de hogares por región y la radiación solar anual media en cada una de ellas. Además, se tuvo en cuenta la limitación de la superficie disponible para realizar la instalación de los paneles fotovoltaicos, la cual difiere en cada provincia y en las ciudades más pobladas de acuerdo con la densidad poblacional. Por otro lado, se asumió que la curva de penetración de la tecnología va a tener el comportamiento de una función logística, o bien función S, como sucede habitualmente con toda nueva tecnología que llega al mercado masivo, siguiendo el Modelo de Difusión de Bass (Bass F. 1969) (Bass F. 2004). En la Figura 37 se muestran la cantidad de instalaciones residenciales que se incorporarían año a año, llegando a 2050 con un total de casi 14,95 millones de hogares con generación fotovoltaica distribuida.

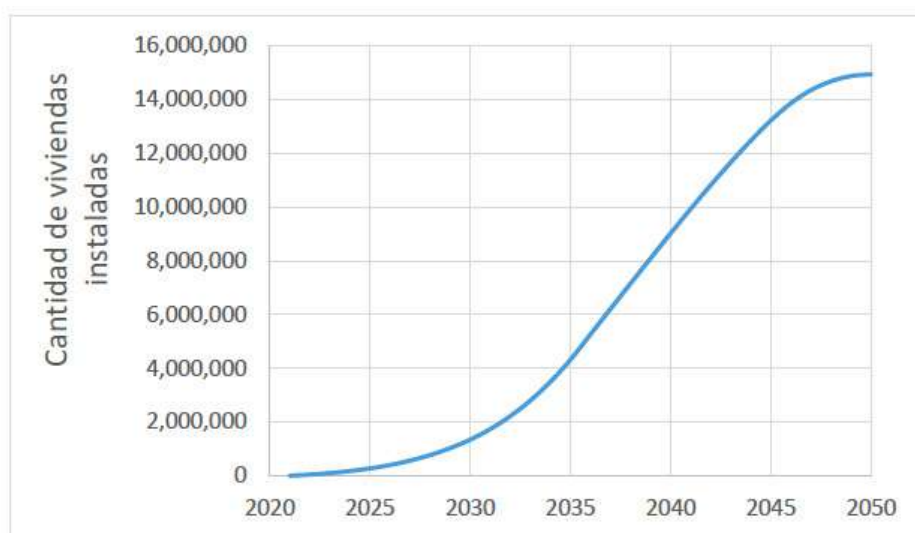


Figura 37. Cantidad de viviendas con instalación solar fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia.

La potencia instalada alcanzaría los 47 GW en 2050, lo que significaría casi un 21% de la potencia instalada total en ese año para el escenario alternativo. La generación de energía sería de 82.000 GWh/año lo que permitiría cubrir el 32% de la demanda residencial a ese año como se muestra en la Figura 38.

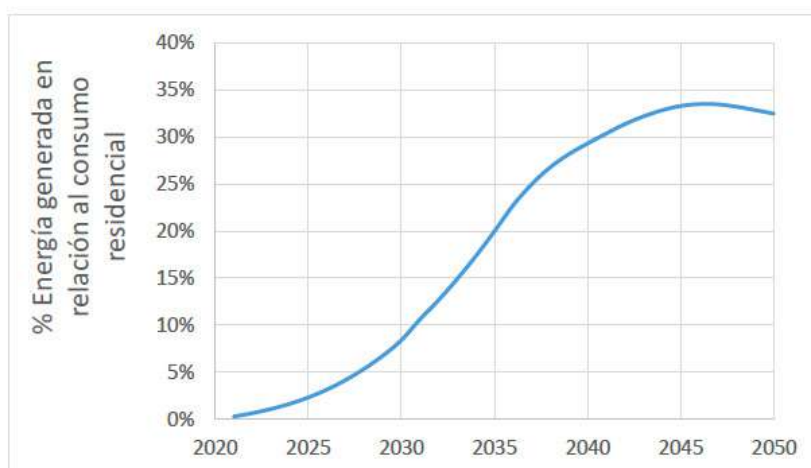


Figura 38. Porcentaje de energía generada en relación con el consumo residencial. Fuente: Elaboración propia.

Para analizar los costos de inversión necesarios, se emplearon los precios utilizados en la “Herramienta para el Fomento de Instalaciones Solares Fotovoltaicas en la Ciudad de Buenos Aires” (Romero I., Cristóbal M. 2020). El costo total entre los años 2022 y 2050, teniendo en cuenta las consideraciones antes mencionadas, es de USD 70.100 millones.

11.3 ANÁLISIS DE LOS EFECTOS DEL CAMBIO CLIMÁTICO SOBRE LA GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA

El cambio climático tendrá un impacto considerable en las fuentes hidrológicas del país. Principalmente en la región del Comahue, donde se esperan que los caudales medios de los principales ríos, Río Neuquén y Río Limay, disminuyan. Dicho cambio en el caudal tendrá un impacto considerable en la potencia firme y en la generación de energía de las centrales hidroeléctricas que dependen de los ríos mencionados. Estos efectos se buscan estimar a continuación.

En la Tabla 4 se presentan los caudales previstos de los ríos estudiados, correspondientes al escenario A2⁷. De esta forma se logra observar una notable tendencia decreciente, que se prolonga hasta finales de siglo.

En los principales sistemas hídricos del Comahue se han construido importantes obras hidráulicas con fines múltiples, que incluyen la protección de las crecidas, la provisión de agua a las ciudades, el aprovechamiento de aguas para riego y la generación de energía (principal uso que interesa a los fines de este trabajo). Aplicando un modelo de regresión lineal, se evaluaron los efectos que podrían tener las posibles variaciones de las precipitaciones en el caudal medio anual de los ríos Neuquén y Limay. Las cuencas analizadas son las correspondientes a los ríos Neuquén en Paso de los Indios (30.843 km²) y Limay en el Paso Limay (26.400 km²), y el área total considerada es de 57.243 km².

Río	2014	2020	2050	2070	2100
Río Neuquén	302.2	267	246	219	195
Río Limay	689	634	601	576	538
Total	991.2	901	847	795	733

Tabla 4. Caudal de los ríos de la región del Comahue según escenario A2 (m³/s) (CEPAL, 2014)

7. Se analizó el escenario A2, ya que es el más próximo a la actualidad y a lo proyectado. (IPCC, 2000).

Esta disminución tendrá un efecto negativo en la energía generada en las centrales hidroeléctricas de dichos ríos, que se refleja en la Tabla 5 donde se muestra la variación porcentual de la energía generada acumulada en el periodo de estudio (2014-2100) para el escenario A2.

Año	2014	2020	2050	2070	2100
Disminución de la producción energética	5%	9%	16%	20%	27%

Tabla 5. Disminución acumulada de la producción energética generada en cada año

Con el fin de relacionar la disminución de energía generada a lo largo del siglo con la potencia firme se utilizaron datos del trabajo “Vulnerabilidad al cambio climático de los sistemas de producción hidroeléctrica en Centroamérica y sus opciones de adaptación” (Esquivel et al. 2016), donde se estudió el efecto del cambio climático en la potencia firme de centrales hidroeléctricas de algunos países de centro América. Esta información se muestra reflejada en la Figura 39.

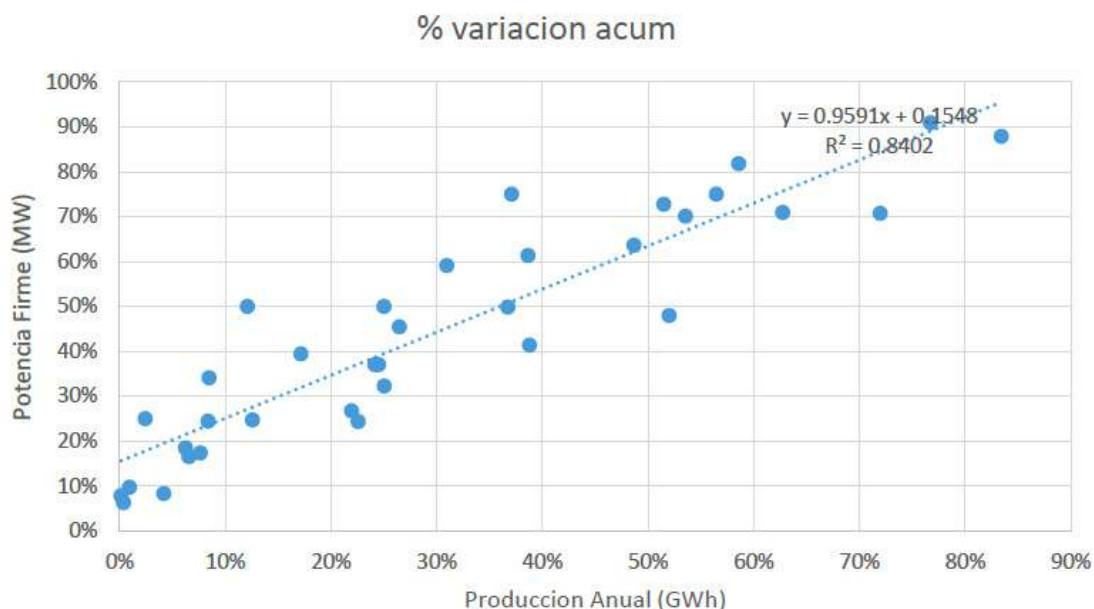


Figura 39. Relación entre la potencia firme y producción anual de las centrales hidroeléctricas. Elaboración propia.

Como puede observarse hay una clara relación entre la energía entregada por cada central y con la potencia firme alcanzada. Una vez hallada dicha relación es posible saber cómo afectará la disminución del caudal en la región del Comahue a la potencia firme a partir de la variación de la producción anual de energía. Esto se presenta en la Tabla 6.

Año	2020	2030	2050	2070
Disminución de la potencia firme acumulada	20%	24%	30%	35%
Disminución del caudal	9%	15%	20%	26%

Tabla 6. Relación del cambio de caudal con la potencia firme en la región del Comahue a lo largo de los años

Una disminución de 20% en el caudal de los ríos a 2050 producirá una caída del 30% en la potencia firme de las centrales y una reducción del 16% en la energía eléctrica generada. Este impacto debe considerarse en las proyecciones y el modelado de escenarios energéticos a futuro.

12. ANEXO III

MODELADO DE LA PENETRACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS

La adopción de nuevas tecnologías se modela siguiendo una función logística, o más comúnmente llamada Curva de la S. Este modelo supone que la adopción de las nuevas tecnologías por parte de los usuarios avanza lentamente al principio, acelerándose a medida que se extiende entre los adoptantes potenciales y luego desacelerándose a medida que la población relevante se satura (Hall, B. H., & Khan, B., 2003).

El modelo de difusión de la Curva S no es aplicable desde el momento que una nueva tecnología se desarrolla, sino a partir de que la misma ya se encuentra disponible en el mercado y hay un pequeño número de adoptantes. Además, la velocidad de adopción de las nuevas tecnologías se ve influenciada por diversos factores, como la transferencia de conocimiento entre adoptantes, el grado de aversión al riesgo de la población objetivo, y las expectativas e incertidumbres alrededor de la nueva tecnología (Geroski, P. A., 2000).

En este trabajo se modela la adopción de nuevas tecnologías que ya están disponibles en el mercado, pero con una baja penetración en el mercado argentino actualmente, como calefones solares, equipamiento eléctrico para calefacción y cocción de alimentos, autos y buses eléctricos, generación distribuida de energía a partir de paneles fotovoltaicos.

Por otro lado, para tecnologías aún no disponibles comercialmente como los son la aviación a base de biocombustibles o uso de hidrógeno verde en la industria, se supone una etapa inicial más larga, dónde se dará el desarrollo comercial y la adopción de la tecnología por los usuarios pioneros, para luego si darse la adopción masiva siguiendo una Curva de la S.

La función logística responde a la expresión:

$$f(t) = \frac{M}{1 + Be^{-kt}}$$

Donde $f(t)$ indica la cantidad de adoptantes al momento o período “t”; M es la población límite u objetivo con posibilidad de adoptar la tecnología; B es el cociente entre la población que aun no ha adoptado la tecnología y la población que ha adoptado la tecnología al momento inicial o cero, es decir $B = [N - f(t=0)] / f(t=0)$; y k es el producto entre la población objetivo N y la probabilidad de que un usuario que ya ha adoptado la tecnología contacte a un usuario que aun no la ha adoptado.

En la Figura 40 se muestra, como ejemplo, la Curva S utilizada para modelar la adopción de autos eléctricos por los usuarios, como variable de modelado se utilizó el porcentaje de ventas de autos eléctricos sobre el total de automóviles vendidos anualmente.

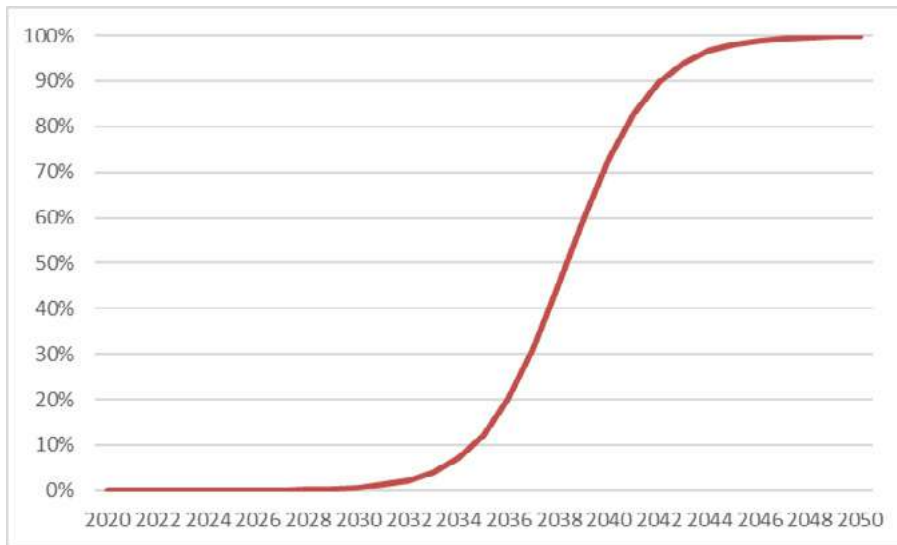


Figura 40. Penetración de ventas de autos eléctricos como porcentaje del total de ventas de automóviles

13. ANEXO IV COSTOS: FUENTES DE DATOS Y PROYECCIONES

Costos medio, inferior y superior para el año 2020/2021 y referencias para cada una de las categorías analizadas.

Categoría	Límite	Unidad	2022	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 Biogás	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 Precios adjudicados diferentes rondas programa RenovAr: https://www.minem.gob.ar/www/833/25871/precios-adjudicados-del-programa-renovar
	Media	USD/kWh	0.16	
	Superior	USD/kWh	0.18	
Energía eléctrica a partir de Biogás 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 Precios adjudicados diferentes rondas programa RenovAr: https://www.minem.gob.ar/www/833/25871/precios-adjudicados-del-programa-renovar
	Media	USD/kWh	0.13	
	Superior	USD/kWh	0.15	
Energía eléctrica a partir de Eólico onshore	Inferior	USD/kWh	0.036	IRENA; Renewable Power Generation Costs in 2019 https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2019.pdf Precios adjudicados diferentes rondas programa RenovAr: https://www.minem.gob.ar/www/833/25871/precios-adjudicados-del-programa-renovar
	Media	USD/kWh	0.038	
	Superior	USD/kWh	0.042	
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 Precios adjudicados diferentes rondas programa RenovAr: https://www.minem.gob.ar/www/833/25871/precios-adjudicados-del-programa-renovar
	Media	USD/kWh	0.10	
	Superior	USD/kWh	0.11	
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 Precios adjudicados diferentes rondas programa RenovAr: https://www.minem.gob.ar/www/833/25871/precios-adjudicados-del-programa-renovar
	Media	USD/kWh	0.06	
	Superior	USD/kWh	0.18	

Categoría	Límite	Unidad	2022	Referencia
Energía eléctrica a partir de Solar fotovoltaico distribuida	Inferior	USD/kWh	0.05	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	0.20	
Energía eléctrica a partir de Almacenamiento (baterías)	Inferior	USD/kWh	0.19	Oliver Schimdt, Sylvain Melchior et al. 2019: Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies. Joule. https://doi.org/10.1016/j.joule.2018.12.008 https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S254243511830583X
	Media	USD/kWh	0.29	
	Superior	USD/kWh	0.48	
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	0.13	
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	0.11	
Energía eléctrica a partir de Turbina de Vapor	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	0.09	
	Superior	USD/kWh	0.12	
Energía eléctrica a partir de Turbina de gas	Inferior	USD/kWh	0.10	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	0.14	
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	0.16	
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	0.08	
	Superior	USD/kWh	0.11	
Fuel Oil	Inferior	USD/tn	436.1	CAMMESA, Precios de Referencia de Combustible https://portalweb.cammesa.com/memnet1/revistas/estacional/evolucion_Pref_Comb.html
	Media	USD/tn	555.7	
	Superior	USD/tn	734.8	
Gas Oil	Inferior	USD/l	0.46	CAMMESA, Precios de Referencia de Combustible https://portalweb.cammesa.com/memnet1/revistas/estacional/evolucion_Pref_Comb.html
	Media	USD/l	1.60	
	Superior	USD/l	1.72	
Hidrógeno verde	Inferior	USD/kg	1.54	CAMMESA, Precios de Referencia de Combustible https://portalweb.cammesa.com/memnet1/revistas/estacional/evolucion_Pref_Comb.html
	Media	USD/kg	2.56	
	Superior	USD/kg	3.90	
Biodiesel	Inferior	USD/ton	590.8	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	628.8	
	Superior	USD/ton	679.3	

Categoría	Límite	Unidad	2022	Referencia
Bioetanol	Inferior	USD/m3	319.8	Ministerio de Economía, Presidencia de la Nación. 2020. Precios de Biocombustibles. https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/hidrocarburos/biocombustibles/precios-de-biocombustibles 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 Precio Maiz 2000-2019 https://www.eeaoc.gob.ar/?articulo=precio-maiz-2000-2018
	Media	USD/m3	370.5	
	Superior	USD/m3	432.8	
Bio Oil	Inferior	USD/tn	738.6	El precio del Bio Oil se proyectó como el del Biodiesel con un aumento de un 25%
	Media	USD/tn	786	
	Superior	USD/tn	849.2	
Carbón	Inferior	USD/tn	103.9	https://webstore.iea.org/download/direct/224
	Media	USD/tn	110.3	
	Superior	USD/tn	118.9	
Gas Natural	Inferior	USD/Mm3	113.0	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	130.7	
	Superior	USD/Mm3	147.7	
Gas Natural Licuado	Inferior	USD/Mm3	314.1	IEASA, Integración Energética Argentina S.A. http://www.ieasa.com.ar/index.php/gas/
	Media	USD/Mm3	368.4	
	Superior	USD/Mm3	437.8	
GLP (Gas Licuado de Petróleo)	Inferior	USD/Mm3	111.4	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	134.4	
	Superior	USD/Mm3	148.7	
Nafta	Inferior	USD/l	0.44	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	0.56	
	Superior	USD/l	0.66	
Jet Fuel	Inferior	USD/l	0.68	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	0.85	
	Superior	USD/l	0.98	
Calefones solares	Inferior	USD/u	186.7	Se consideraron calefones solares de 80 lts www.mercadolibre.com.ar
	Media	USD/u	246.5	
	Superior	USD/u	335.1	
Calefón o termotanque gas	Inferior	USD/u	169.1	Se consideró calefones a gas de 80lts www.mercadolibre.com.ar
	Media	USD/u	215.1	
	Superior	USD/u	371.5	

Categoría	Límite	Unidad	2022	Referencia
Calefón eléctrico	Inferior	USD/u	185.7	Se consideró calefones eléctricos de 80lts www.mercadolibre.com.ar
	Media	USD/u	215.1	
	Superior	USD/u	293.26	
Calefactor a gas	Inferior	USD/u	97.8	Se consideraron equipos de 3000kcal/h www.mercadolibre.com.ar
	Media	USD/u	146.6	
	Superior	USD/u	195.5	
Bomba de calor (split frío/calor)	Inferior	USD/u	488.8	Se consideraron equipos de potencia equivalente a 3000kcal/h www.mercadolibre.com.ar
	Media	USD/u	586.5	
	Superior	USD/u	684.3	
Vehículo nafta/diesel	Inferior	USD/u	13,721	Peugeot 208, Peugeot 308 Allure, Peugeot 408 Allure, Peugeot 2008 SUV, Volkswagen Vento, Volkswagen Saveiro, Volkswagen UP, Volkswagen Gold Trend, Volkswagen Polo, Fiat Ducato, Fiat Cronos, Fiat Argo, Renault Duster, Renault Kwid, Renault Sandero, Renault Logan, Renault Capture, Ford Ecoesport, Ford Ka, Citroen C4 y Citroen C3. https://autos.mercadolibre.com.ar/autos-0km
	Media	USD/u	18,820	
	Superior	USD/u	23,919	
Vehículo eléctrico	Inferior	USD/u	17,080	https://www.quecohemecompro.com/blog/comparativa-coches-electricos-guia-de-compra/ https://www.iproup.com/innovacion/15016-auto-electrico-modelos-precios-y-cuales-ya-se-producen-en-argentina https://cleantechnica.com/2019/04/17/bnef-shocker-electric-cars-price-competitive-in-2020-as-battery-costs-plummet/
	Media	USD/u	23,165	
	Superior	USD/u	29,250	
Vehículo biocombustibles	Inferior	USD/u	15,780	Los vehículos con motor para biocombustibles se proyectaron como los vehículos de combustión 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	21,643	
	Superior	USD/u	27,507	
Bus diesel	Inferior	USD/u	116,279	https://vehiculos.mercadolibre.com.ar/colectivos/ https://www.olx.com.ar/camiones-vehiculos-comerciales_c416/q-colectivo https://www.autofoco.com/usados/-/camiones+y+omnibus/omnibus
	Media	USD/u	145,349	
	Superior	USD/u	174,419	
Bus eléctricos	Inferior	USD/u	265,385	https://www.mordorintelligence.com/industry-reports/china-automotive-electric-bus-market https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/Electric%20buses%20arrive%20on%20time.pdf
	Media	USD/u	300,385	
	Superior	USD/u	335,385	
Bus biodiesel	Inferior	USD/u	145,349	Los buses con motor para biocombustibles se proyectaron como los buses de combustión interna, con un aumento del 25%
	Media	USD/u	181,686	
	Superior	USD/u	218,023	
Líneas de alta tensión	Inferior	USD/km	775,743	http://www.petrotecnica.com.ar/petro_08/SIN_SP.pdf 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) http://www.construar.com.ar/2018/09/cartellone-se-adjudico-la-construccion-de-una-linea-de-alta-tension-en-san-juan-900-millones/
	Media	USD/km	1,246,722	
	Superior	USD/km	1,717,702	

Categoría	Límite	Unidad	2022	Referencia
Gasoductos	Inferior	USD/km	2,058,581	IAPG. Insituto Argentino de Petróleo y Gas https://www.iapg.org.ar/download/Downstream.pdf 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) https://www.bnamericas.com/es/reportajes/los-5-mayores-proyectos-de-gasoductos-de-argentina
	Media	USD/km	2,533,428	
	Superior	USD/km	3,008,274	
Sistemas de carga vehículos eléctricos	Inferior	USD/auto	1,530	https://webstore.iea.org/download/direct/3007 https://www.evgo.com/wp-content/uploads/2020/05/2020.05.18_EVgo-Whitepaper_DC-FC-cost-and-policy.pdf https://hiconics-zn.en.made-in-china.com
	Media	USD/auto	1,920	
	Superior	USD/auto	2,309	

14. ANEXO V

ELABORACIÓN DE INDICADORES DE SUSTENTABILIDAD

En primer lugar, se identificaron las diversas fuentes de energía y el alcance a considerar para la elaboración de indicadores:

- Generación de energía eléctrica a partir de
 - Hidrocarburos (gas natural, carbón, fuel oil)
 - Quema de biomasa (cultivos dedicados o residuos)
 - Nuclear
 - Solar fotovoltaica
 - Eólica
 - Geotérmica
 - Hidráulica
- Extracción, refinación y quema de combustibles
 - Fósiles convencionales y no convencionales
 - Biocombustibles
- Extracción de carbonato de litio para la elaboración de baterías de ion-litio a través del bombeo y evaporación de salmuera.

Posteriormente se identificaron cuatro aspectos a evaluar de cada fuente o proceso a través de indicadores:

- Consumo de agua: consumo de agua relacionado a unidad de energía o de producción.
- Uso de suelo: superficie directa o indirecta ocupada vinculada a la producción o a la potencia instalada.
- Calidad de Aire: emisiones atmosféricas de contaminantes claves.
- Generación de empleo: puestos de trabajo en relación a la producción de energía.

Los indicadores seleccionados fueron elaborados a partir fuentes secundarias, mediante una revisión bibliográfica que incluyó artículos académicos, reportes de empresas, estadísticas estatales, entre otros. Al tratarse de una revisión de distintas bibliografías, fue necesario realizar la homogeneización de unidades y elaboración de los indicadores con rangos y promedios.

Una vez recolectada la información y realizada la homogeneización dimensional de cada indicador, se analizó la concordancia de la información brindada por las distintas fuentes y se generaron rangos y valores de media y mediana (estos últimos en los casos donde la cantidad de datos relevados lo permitía).

Como criterio para la elaboración de indicadores se procuró la diversidad de fuentes para hacer más fiables los resultados y reflejar el margen de incertidumbre propio de la temática.

Como resultado del trabajo realizado, se obtuvo una selección de indicadores con valores de referencia para cada eje, como puede verse a continuación.

14.1 USO DE AGUA

14.1.1 Uso de agua en la generación eléctrica de energía

Para el indicador de uso de agua en la generación eléctrica para cada fuente y tecnología se utilizó la unidad de metros cúbicos de agua consumidos por megavatio hora generado (m³/MWh).

En algunas bibliografías se discrimina entre la extracción de agua realizada para la actividad y el consumo de la misma, donde la resta de ambas resultaría en agua que es extraída pero no utilizada de un modo consuntivo o descartada. En otros documentos revisados se separa el consumo de agua a lo largo de las distintas etapas de la generación eléctrica, como el transporte. A fines de este trabajo se totalizaron como consumo en la generación, sin diferenciar en etapas.

Fuente primaria	Proceso	Enfriamiento	Uso de agua [m ³ /MWh]							
			Extracción				Consumo			
			min	máx	media	mediana	min	máx	media	mediana
Gas Natural	Ciclo combinado	Torre	0.6	3.0	1.8	0.6	0.2	1.0	0.6	0.7
		Un solo paso	30.0	142.5	86.3	30.0	0.1	0.9	0.5	0.4
	Turbina de vapor	Torre	-	-	4.6	-	2.1	4.2	3.1	2.8
		Un solo paso	132.5	142.5	137.5	137.5	0.4	1.6	1.0	0.9
Carbón	Cenérico (TV)	Torre	0.9	7.0	4.0	2.8	1.6	7.0	4.3	2.0
		Un solo paso	60.0	220.0	140.0	140.0	0.2	1.2	0.7	0.4
Oil (petróleo)	Vapor	Torre	-	-	-	-	2.1	4.2	2.8	2.8
		Un solo paso	-	-	-	-	0.7	1.6	1.1	1.1
	Ciclo combinado	Torre	-	-	-	-	0.2	1.1	0.8	0.8
Biomasa	Vapor	Un solo paso	-	-	-	-	0.1	0.9	0.4	0.4
		Torre	-	-	3.3	-	1.8	3.7	2.1	2.0
Nuclear		Un solo paso	-	-	132.5	-	0.9	1.1	1.0	1.0
Solar	Fotovoltaica	N/A	0.0	0.1	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	0.0

Tabla 7. Indicador de uso de agua diferenciado en extracción y consumo para las tecnologías de generación de energía eléctrica. Elaboración propia en base a (Macknick, J. et al. 2012) (IEA, 2016A) (WEC, 2010) (Spang et al., 2014) (Mielke et al., 2010)

14.1.2 Uso de agua en la producción o quema de combustibles

En cuanto al uso de agua relacionada con los procesos de obtención y producción de combustibles, se utilizó como unidad metros cúbicos de agua por unidad de energía (m³/tep⁸), vinculado al poder calorífico de cada combustible; es decir, a la capacidad de aportar energía de esos combustibles.

Se consideraron los combustibles derivados de hidrocarburos, los biocombustibles, así como también el uranio como fuente de energía nuclear. Para el caso de los biocombustibles, se consideró tanto el consumo de agua para la producción de los cultivos como para el posterior proceso productivo para la obtención de los combustibles.

También se calculó el uso de agua en la extracción de hidrocarburos no convencionales mediante la técnica de la fractura hidráulica, utilizada en la formación Vaca Muerta en la provincia de Neuquén. A partir

8. tep: tonelada equivalente de petróleo

de la revisión de bibliografía se pudo llegar a valores totales de consumo de agua total para la extracción de hidrocarburos en toda la vida útil del pozo. Sin embargo, es importante tener en consideración que la mayor parte de ese volumen de agua es consumido durante el primer y segundo año de vida del pozo, cuando se realiza la fracturación hidráulica. A fin de formar un indicador que pueda ser comparable, se relacionó ese consumo de agua total en metros cúbicos con el volumen mínimo de hidrocarburos que debe producir un pozo para ser considerado rentable.

Los resultados se muestran en la Tabla 8.

Categoría	Combustible	Uso de agua [m ³ /TEP]			
		mín	máx	media	mediana
Fósil	Carbón	0.25	10.13	2.73	1.55
	Petróleo Convencional	1.39	23.79	10.76	8.49
	Gas Convencional	0.04	1.13	0.30	0.17
	Gas Natural Licuado	2.70	13.52	8.11	6.46
	Gas no convencional	0.09	9.25	1.85	0.46
	Petróleo no convencional	2.29	24.75	11.43	8.87
Nuclear		0.75	2.25	1.50	1.50
Biocombustible	Etanol	341	6,553	3,447	3,447
	Biodiesel	2,074	9,014	5,544	9,014

Tabla 8. Indicador de uso de agua para la producción de combustibles. Elaboración propia en base a (Spang et al., 2014) (Mielke et al., 2010)

14.1.3 Consumo de agua en la extracción de carbonato de litio

En los escenarios alternativos de demanda eficiente, la mayor penetración de la movilidad eléctrica impulsa el consumo masivo de baterías. La tecnología de mayor difusión en la actualidad de baterías para autos eléctricos, y la que se espera siga en auge en los próximos años es la de ión litio. En la Argentina la producción de litio se realiza en zonas donde hoy existe escases hídrica. El asentamiento de industrias con alto consumo de agua para sus procesos, como lo es la industria del litio, en estos lugares de alta vulnerabilidad es una problemática que no debe ignorarse. Este impacto necesariamente debe incluirse en el análisis de sustentabilidad de los escenarios alternativos.

Para medir el uso de agua en la extracción del litio, la unidad seleccionada fue metros cúbicos por tonelada de carbonato de litio equivalente producido (m³/tn LCE).

Se consideró únicamente la etapa de extracción porque, en primer lugar, es la actividad que se realiza en Argentina (provincias de Catamarca, Jujuy y Salta); por otro lado, los volúmenes de uso de agua en la producción de baterías podrían considerarse despreciables en comparación con los utilizados en la extracción.

En cuanto al agua consumida se tuvieron en consideración dos tipos: el agua de salmuera, rica en Litio disuelto, que es bombeada de los cuerpos subterráneos y a partir de la cual se separa el litio mediante la técnica de evaporación, y el agua industrial obtenida de pozos que es utilizada para una segunda etapa de separación del carbonato de litio.

El contenido de litio en las baterías ión litio depende del tipo de batería analizada. En la bibliografía se encontró un abanico de contenido de carbonato de litio para distintas baterías utilizadas para vehículos. Para poder tener una mayor precisión del consumo de agua por batería, se calculó el volumen de agua necesaria para producir el carbonato de litio contenido en tres baterías distintas de ión-litio.

	Consumo de agua [m ³ /tn LCE]			
	mín	máx	media	mediana
Litio	390.5	709.2	528.1	528.1

Tabla 9. Indicador de uso de agua en la producción de baterías de litio para vehículos eléctricos. Elaboración propia en base a (López A. et al., 2019) (Flexer, V., 2018) (Gallardo, S., 2011) (Manrique, A., 2014) (Orocobre, 2015) (Kazimierski, M. A., 2018) (Zicari, J. N. 2015) (Tran, T., & Luong, V. T., 2015).

14.1.4 Consumo de agua en la producción de Hidrógeno

De la bibliografía se obtuvieron los datos de consumo de agua por kg de hidrógeno producido, luego, con la densidad energética del H₂ (kg/kWh) se obtuvo la relación m³/kWh (Tabla 10).

	Proceso	Consumo de agua [m ³ /kWh]			
		mín	máx	media	mediana
Hidrógeno Verde	Electrólisis de agua dulce	0.27	-	-	-
	Electrólisis de agua salina	0.54	0.90	0.72	0.72
	Electrólisis + PV	0.74	1.19	0.95	0.95
	Electrólisis + Eólica	-	-	0.65	-

Tabla 10. Indicador de uso de agua en la producción de hidrógeno. Elaboración propia en base a (Hurtado, J., & Soria, B., 2007) (Blanco, H., 2021)

14.2 USO DE SUELO

En el marco de este trabajo no se consideró la pérdida de suelo por fenómenos de contaminación o desertificación derivada de las actividades asociadas a la energía, limitándose el análisis a la superficie ocupada para la actividad.

14.2.1 Uso de suelo en la generación de energía eléctrica

Respecto del uso de suelo para generación eléctrica en la bibliografía se diferencia el uso de suelo directo del uso de suelo indirecto. Entendiendo el área de uso directo como el de impacto directo para el proceso en estudio y el área indirecta como aquella área afectada por caminos de accesos, servicios, y otras infraestructuras complementarias. En este caso sólo se analizará el uso de suelo directo debido a la falta de información de uso de suelo indirecto para todas las tecnologías. Las unidades para este indicador fueron metros cuadrados (m²) ocupadas por teravatio hora (TWh) de energía generada o por megavatio (MW) de potencia instalada (Tabla 11).

Fuente primaria	Tecnología	Uso del suelo (DIRECTA [m ² /MW])			
		mín	máx	media	mediana
Gas Natural	TG - CC	13,140	87,600	35,916	35,916
Carbón	TV	6,132	262,800	96,360	87,600
Biomasa de Residuos	MSW	8,760	17,520	13,140	11,388
Biomasa Dedicada (cultivos)	BM	1,752,000	17,520,000	14,016,000	5,080,800
Nuclear	NU	131	2,628	1,314	1,971
Solar Fotovoltaica	FV	87,600	262,800	175,200	76,800
	FD	12,141	44,515	26,507	26,912
Eólica	EO	1,752	87,600	14,892	13,921
Hidráulica	HI-HR	88	10,512,000	1,314,000	1,274,435

Tabla 11. Indicador de uso de suelo directo para las tecnologías de generación eléctrica. Elaboración propia en base a (Loveringa, J. et al., 2022) (Ong, S. et al., 2013) (Bošnjaković, M., et al., 2019) (DiPippo, R., 2012) (Berndes, G., 2011)

14.2.2 Uso de suelo en la producción de combustibles

Las unidades utilizadas para este indicador fueron metros cuadrados de superficie ocupada por tonelada equivalente de petróleo producida (m²/TEP). Como fuentes de datos se utilizaron publicaciones científicas e informaciones oficiales de las empresas propietarias de refinerías como Refinor e YPF.

Para los combustibles fósiles, tanto convencionales como no convencionales, se separó el indicador en dos partes: superficie ocupada en su extracción y superficie ocupada en su refinación.

Para el caso de los biocombustibles, a partir del indicador de rendimiento por hectárea sembrada (litros de combustible/ha), se calculó su equivalente en toneladas de petróleo (tep/ha). Además, sólo se consideró el uso de suelo de la etapa de siembra de los cultivos energéticos, ya que, en comparación a esta, la superficie empleada para su posterior procesamiento y obtención de los combustibles es considerada despreciable.

Para el caso del uranio, combustible primario utilizado en las centrales nucleares para la generación de energía eléctrica, se consideraron todas las etapas del proceso (minería, molienda y refinado), en la bibliografía los valores de uso de suelo se encontraron en metros cuadrados por toneladas de uranio, unidad que fue convertida a TEP.

Combustible	Uso del suelo [m ² /TEP]			
	mín	máx	media	mediana
Petróleo	0.26	0.94	0.52	0.35
Carbón	0.76	31.40	16.08	11.19
Gas	0.12	1.74	0.43	0.23
Gas Licuado de Petroleo	-	-	1.28	-
Nuclear	0.01	0.46	0.08	0.04
Bioetanol	2,676.95	7,873.37	5,286.21	5,297.26
Biodiesel	19,893.73	41,208.44	28,027.76	22,981.12

Tabla 12. Indicador de uso de suelo para la producción de combustibles. Elaboración propia en base a (Rozemberg, R. et al., 2009) (Hilbert J., Galbusera S., 2011) (Mier, M. et al., 2012) (Berndes G. et al 2011) (Schneider, E. et al. 2013) (Fritsche, U. R., et al., 2017)

14.2.3 Uso de suelo en la extracción de carbonato de litio

Para el uso de suelo en la extracción de carbonato de litio se recurrió al catálogo de proyectos del Centro de Información Minera de Argentina, que contiene información de todos los proyectos de extracción de litio desde exploración hasta explotación y ampliación a 2019. Dentro de la información provista para cada proyecto, se encuentra la superficie concedida a la empresa y la producción proyectada o real. Los proyectos en exploración no presentaban estos datos así que fueron excluidos del armado del indicador. Aunque no toda la superficie concedida a la empresa es utilizada para las operaciones, y muchas tienen provistas ampliaciones, ese valor vinculado con el de la producción estimada o real es el que se tomó para formar el indicador de uso de suelo: hectáreas ocupadas por tonelada de carbonato de litio equivalente producido (ha/tn).

Además, se encontró un valor teórico que estima la superficie ocupada únicamente por las grandes piletas de evaporación que se usan en este tipo de minería, permitiendo tener una aproximación de la superficie netamente ocupada para las operaciones.

	Uso del suelo [ha/tn]			
	mín	máx	media	mediana
Litio	0.39	3.36	1.38	1.41

Tabla 13. Indicador de uso de suelo para la producción de carbonato de litio. Elaboración propia en base a (Subsecretaría de Desarrollo Minero, 2019) (Hache, E. et al., 2021)

14.2.4 Uso de suelo en la producción de Hidrógeno

En este caso se utilizó una revisión realizada por IRENA en 2020, donde se analizan proyectos de diversos lugares alrededor del mundo de producción de hidrógeno verde por electrólisis.

	Uso del suelo [m ² /GW]			
	mín	máx	media	mediana
Hidrógeno	35,000	170,000	84,125	71,500

Tabla 14. Indicador de uso de suelo para la producción de hidrógeno verde. Elaboración propia en base a (IRENA, 2020)

14.3 GENERACIÓN DE EMPLEO

El impacto en el mercado laboral, tanto en la cantidad como en la calidad de los puestos de trabajo, en la empleabilidad de las personas y condiciones laborales, es un punto controversial cuando se enfrenta una transformación de la economía de un país como lo es la transición energética hacia fuentes renovables y bajas en carbono. Los indicadores, en este sentido, deberían poder reflejar la complejidad de esta dimensión y todas las aristas mencionadas del factor empleo. Para ello un solo indicador no es suficiente y, en futuros análisis, será necesario desarrollar un conjunto de indicadores capaces de medir cada una de estas variables.

El objetivo en este trabajo se limitó a definir un indicador que, aplicado al modelo energético, permitiera visualizar el impacto de cada una de las fuentes de energía en la cantidad de puestos de trabajo relacionados al sector energético. El indicador vincula la cantidad de puestos de trabajo directos e indirectos generados con la generación de energía o potencia instalada para cada fuente. De la bibliografía se seleccionaron los datos que abarcasen desde el momento de la construcción hasta la operación y mantenimiento de las instalaciones para lo que es centrales de generación eléctrica. Y para el resto de los sectores analizados, es decir, producción de combustibles, producción de carbonato de litio e hidrógeno, se consideró sólo la etapa productiva, sin incluir la construcción o fabricaciones de las instalaciones.

14.3.1 Empleo en la generación de energía eléctrica

Indicador elaborado como puestos de empleo requeridos por MW instalado. Se considera tanto la etapa de operación de las centrales, como la etapa de fabricación y construcción durante los años que dure la obra. Para el caso de las hidroeléctricas el indicador se generó a partir de datos de represas de la Argentina.

Fuente	Generación de empleo [puestos de empleo/MW]							
	Construcción				Operación y Mantenimiento			
	min	máx	media	mediana	min	máx	media	mediana
Gas Natural	0.03	4.46	1.51	0.03	0.14	0.91	0.61	0.77
Carbón	0.21	0.27	0.24	0.27	0.14	0.74	0.49	0.67
Petróleo	-	-	4.46	-	-	-	0.14	-
Biogás de Relleno	0.09	7.60	3.05	0.53	2.20	9.60	5.90	4.20
Biomasa	0.11	33.80	16.96	0.23	1.21	2.20	1.71	1.52
Nuclear	0.38	131.00	43.93	65.69	0.60	0.78	0.69	0.70
Solar fotovoltaica	0.29	19.70	10.00	3.39	0.12	5.00	2.56	0.65
Eólica	0.10	94.40	47.25	0.65	0.11	1.14	0.63	0.30
Pequeños Aprov.Hidroeléc.	0.14	53.40	26.77	19.23	1.14	4.90	3.02	2.29
Hidráulica gran escala	-	-	54.50	-	-	-	0.20	-

Tabla 15. Indicador de generación de empleo en la generación de energía eléctrica. Elaboración propia en base a (Subsecretaría de Energías Renovables, 2018) (Wei M. et al., 2010) (Czako, V., 2020). (Dvořák, P. et al., 2017) (Diesendorf, M., 2004) (IRENA, 2013) (IRENA, 2018) (Lambert, R. J., & Silva, P. P., 2012)

14.3.2 Empleo en la producción de combustibles (incluido hidrógeno)

Este indicador sólo incluye la etapa operativa, sin considerar etapas previas a la entrada en operación de las instalaciones. El indicador se muestra como puestos de empleo requeridos por TEP producido. En el caso de las hidroeléctricas se generó el indicador a partir de datos de represas de la Argentina. En algunos casos la bibliografía no especifica si el dato aportado corresponde solo a la etapa de extracción o si incluye el procesamiento.

Categoría	Combustible	Generación de empleo [puestos de empleo/TEP]			
		min	máx	media	mediana
Fósiles	Carbón	0.0001	0.0017	0.0009	0.0005
	Petróleo y Gas	0.0006	0.0011	0.0009	0.001
	Bioetanol	0.002	0.24	0.07	5.1
	Biodiesel	0.003	0.09	0.03	3.5
	Hidrógeno	-	-	0.009	-

Tabla 16. Indicador de generación de empleo en la producción de combustibles e hidrógeno. Elaboración propia en base a. (Hunsberger C, et al, 2017) (FAO, 2019) (Auffhammer, M., Fischer, C., 2017) (Silalertruksa, T., Gheewala, S., 2011). (Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social, 2021) (Ministerio de Economía, 2021B) (Czako, V., 2020) (Epifanio D. y Ernst C., 2019)

14.3.3 Empleo en la producción de carbonato de litio

A partir del reporte anual de la empresa Orocobre que opera en el Salar Sales de Jujuy y de un trabajo elaborado por el Banco Interamericano de Desarrollo en conjunto con el Ministerio de Educación, Cultura, Tecnología y Ciencia de la Nación se pudo elaborar el indicador de puestos de trabajo por tonelada de carbonato de litio extraído. Es decir, se cuenta con un valor real de empleo directo a partir de los datos provistos por la empresa, así como un valor teórico de empleo directo e indirecto utilizado por organismos nacionales e internacionales.

	Generación de empleo [puestos de empleo/tn LCE]							
	Construcción				Operación			
	min	máx	media	mediana	min	máx	media	mediana
Litio	-	-	0.0039	-	0.0359	0.058	0.0471	0.050

Tabla 17. Indicador de generación de empleo en la producción de carbonato de litio. Elaboración propia en base a (Orocobre, 2020) (López, A. et al., 2019)

14.4 CALIDAD DE AIRE

Se construyó un indicador de emisiones atmosféricas estimadas para cada actividad y proceso. Sin embargo, es importante destacar que el impacto ambiental de esas emisiones depende de variables locales y regionales, como la normativa vigente, las tecnologías de mitigación usadas y la dinámica climática e hidrogeológica del lugar, por lo que una generalización de ese impacto ambiental en el marco de este trabajo es irrealizable. Se relevaron, los datos encontrados en la bibliografía, respecto a emisiones de NOx (óxidos nitrosos), SOx (óxidos sulfurosos), CO (monóxido de carbono), VOC (Compuestos Orgánicos Volátiles), PM (material particulado).

14.4.1 Emisiones atmosféricas en la generación eléctrica de energía

El indicador de emisiones atmosféricas para la producción de energía eléctrica, fue planteado como gramos de contaminante emitido por kWh generado. Se consideran sólo las emisiones generadas durante la quema de combustibles en centrales térmicas, y se considera sólo el combustible quemado no la tecnología de generación (tipo de central).

Emisión de Contaminantes [gr/kWh]				
SO ₂				
Fuente	mín	máx	media	mediana
Carbón	0.47	12.41	2.86	0.71
Oil	0.018	1.157	0.588	0.588
Gas Natural	0.003	0.361	0.078	0.078
Gas Natural Licuado	0.00150	0.00160	0.00155	0.00155
Gas petróleo	0.01	0.25	0.13	0.12
Diesel - 2	-	-	-	-
Biomasa	0.03	1.90	0.63	0.60
NO _x				
Fuente	mín	máx	media	mediana
Carbón	0.27	22.78	11.53	1.02
Oil	0.658	0.805	0.732	0.732
Gas Natural	0.24	5.62	1.16	0.54
Gas Natural Licuado	0.200	0.272	0.236	0.236
Gas petróleo	2.09	23.07	15.17	16.68
Diesel - 2	-	-	0.72	-
Biomasa	0.09	1.75	0.92	1.22
PM				
Fuente	mín	máx	media	mediana
Carbón	0.04	106.68	53.36	0.23
Oil	0.054	0.056	0.0550	0.0550
Gas Natural	0.01	0.15	0.035	0.012
Gas Natural Licuado	0.014	0.018	0.016	0.016
Gas petróleo	0.00	2.20	0.62	0.28
Diesel - 2	-	-	-	-
Biomasa	0.02	1.17	0.24	0.07
CO				
Fuente	mín	máx	media	mediana
Carbón	-	-	72	-
Oil	-	-	-	-
Gas Natural	-	-	72	-
Gas Natural Licuado	-	-	-	-
Gas petróleo	-	-	-	-
Diesel - 2	-	-	54	-
Biomasa	-	-	-	-
COV				
Fuente	mín	máx	media	mediana
Carbón	-	-	0.018	-
Oil	-	-	-	-
Gas Natural	-	-	0.018	-
Gas Natural Licuado	-	-	-	-
Gas petróleo	-	-	-	-
Diesel - 2	-	-	0.018	-
Biomasa	-	-	-	-

Tabla 18. Indicador de emisiones atmosféricas para la generación eléctrica a partir de la quema de combustibles. Elaboración propia en base a (Tsai J. H., et al, 2021) (Sarango D.D., 2005) (Meneses-Ruiz E., 2018) (Marrero-Díaz Y., et al, 2020)

Emisiones (g/kWh)	
Nuclear	0.00
Solar Fotovoltaica	0.00
Solar concentrador (CSP)	0.00
Eólica	0.00
Hidráulica	0.00

Tabla 19. Indicador de emisiones atmosféricas para la generación eléctrica con diferentes tecnologías. Fuente: (IEA, 2016B)

14.4.2 Emisiones atmosféricas en el uso de combustibles

El indicador de emisiones atmosféricas relacionado con los combustibles destinados a la demanda final, es decir el uso directo en los sectores de demanda (no para la generación eléctrica que ya fue considerado en el punto anterior) considera, justamente, sólo la etapa final del ciclo de vida de los combustibles, es decir la quema, sin incluir las emisiones generadas durante las etapas productivas de los combustibles. El indicador fue construido como gramos de contaminante emitido por TEP de combustible quemado.

			Emisión de Contaminantes [gr/TEP]				
			SO ₂				
Categoría	Etapa	Tipo	mín	máx	media	mediana	
Fósiles	Todo el proceso	Shale oil	471	3,529	2,000	2,000	
		Shale gas	-	-	5,809	-	
	Quema	Refinación	Hidrocarburos	979	19,604	7,549	2,066
		Quema	Diesel	392	6,863	3,578	3,529
			Fuel Oil	34,388	39,184	36,939	37,245
			Carbón	-	-	10,000	-
			Nafta	-	-	-	-
			GLP	-	-	-	-
			Petróleo	-	-	6,000	-
			Gas	-	-	11	-
Bio		Biomasa	-	-	1,000	-	
			NO _x				
Categoría	Etapa	Tipo	mín	máx	media	mediana	
Fósiles	Todo el proceso	Shale oil	941	9,412	5,176	5,176	
		Shale gas	-	-	23	-	
	Quema	Refinación	Hidrocarburos	3,801	9,989	6,997	7,200
		Quema	Diesel	10,980	37,539	18,327	14,804
			Fuel Oil	2,376	35,408	18,158	17,993
			Carbón	-	-	5,000	-
			Nafta	4,329	28,879	8,435	8,435
			GLP	1,786	31,324	8,057	3,252
			Petróleo	-	-	17,000	-
			Gas	1,905	26,167	6,785	5,016
Bio		Biomasa	19,041	25,412	22,043	20,542	
			PM				
Categoría	Etapa	Tipo	mín	máx	media	mediana	
Fósiles	Todo el proceso	Shale oil	235.29	941.18	588.24	588.24	
		Shale gas	-	-	-	-	
	Quema	Refinación	Hidrocarburos	6.86	16.93	12.30	13.10
		Quema	Diesel	598	2,931	1,163	1,078
			Fuel Oil	259	324	281	281
			Carbón	-	-	3,000	-
			Nafta	19	39	29	29
			GLP	17	102	55	55
			Petróleo	-	-	2,000	-
			Gas	9	95	36	26
Bio		Biomasa	439	1,260	623	942	

			CO				
Categoría	Etapa	Tipo	mín	máx	media	mediana	
Fósiles	Todo el proceso	Shale oil	-	-	-	-	
		Shale gas	-	-	-	-	
	Quema	Refinación	Hidrocarburos	1,873	10,183	5,441	4,269
		Quema	Diesel	98	11,480	4,077	6,245
			Fuel Oil	102	6,939	3,316	3,112
			Carbón	-	-	-	-
			Nafta	47,343	260,386	81,836	81,836
			GLP	374	106,849	38,935	18,011
			Petróleo	-	-	-	-
			Gas	381	13,084	2,787	1,340
Bio		Biomasa	3,738	8,050	4,837	4,837	

			COV				
Categoría	Etapa	Tipo	mín	máx	media	mediana	
Fósiles	Todo el proceso	Shale oil	-	-	-	-	
		Shale gas	-	-	-	-	
	Quema	Refinación	Hidrocarburos	67	1,524	604	220
		Quema	Diesel	-	-	-	-
			Fuel Oil	-	-	-	-
			Carbón	-	-	-	-
			Nafta	-	-	-	-
			GLP	-	-	-	-
			Petróleo	-	-	-	-
			Gas	-	-	-	-
Bio		Biomasa	-	-	-	-	

Tabla 20. Indicador de emisiones atmosféricas para combustibles utilizados en la demanda final. Fuente: (Meneses-Ruiz E., 2018) (IEA, 2016B) (EEA, 2019) (EPA, 1985) (EPA, 1988) (Oladimeji T. E, 2015) (Chang Y., 2014)

14.4.3 Emisiones atmosféricas en la producción energía por baterías de Litio

Se lograron obtener dos fuentes que registran valores para la cadena de energía en baterías de Litio tipo NMC111, desde la extracción de Li, fabricación de las baterías y sus componentes y uso durante toda la vida útil de la batería. El indicador fue construido como gramos de contaminante emitido por kWh.

Emisión de Contaminantes [gr/kWh]					
SO2					
	mín	máx	media	mediana	
Litio	-	-	800	-	
	NOX				
	mín	máx	media	mediana	
	-	-	96.9	-	
	PM				
	mín	máx	media	mediana	
	-	-	47.9	-	

Tabla 21. Indicador de emisiones atmosféricas para la producción de baterías de litio. Fuente: (Dai Q., et al, 2019)

Transición energética en la Argentina: Construyendo alternativas

Autores:

Gabriel Blanco
Daniela Keesler

Colaboradores:

Melina Améndola
Candela Asís
Nicolás Díaz Almassio
Eugenia Giuliodori
David Leidi
Nicolás Medziack
Nicolás Pereyra

Elaborado por la **Universidad Nacional del Centro de la Provincia de Buenos Aires** para la **Fundación Ambiente y Recursos Naturales**.

Septiembre 2022

Cita sugerida:

Blanco, G. y D. Keesler, 2022. Transición energética en la Argentina: Construyendo alternativas. Centro de Tecnologías Ambientales y Energía, Facultad de Ingeniería, UNICEN. Editado por Fundación Ambiente y Recursos Naturales. Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina.