



Ministerio de Economía
Argentina

Secretaría
de Energía

LINEAMIENTOS Y ESCENARIOS PARA LA **TRANSICIÓN ENERGÉTICA A 2050**

Mayo 2023

Subsecretaría de Planeamiento Energético

Dirección Nacional de Escenarios y Evaluación de Proyectos Energéticos



Índice

1. Visión	5
2. Introducción y objetivos	6
3. Resumen ejecutivo.....	8
4. Contexto de la transición energética a 2050 en la Argentina.....	11
4.1 Contexto de la transición energética a 2050 en la Argentina	11
4.1.1 Por qué es necesaria la planificación energética a largo plazo	11
4.1.2 Contexto energético mundial	12
4.1.3 Contexto energético de Argentina	15
5. Desafíos para la sostenibilidad y barreras potenciales.....	22
6. Lineamientos estratégicos para una política energética sostenible para la transición energética a 2050.....	24
7. Vías potenciales y escenarios de descarbonización energética a 2050 en la Argentina	28
7.1 Definición de los escenarios.....	28
7.2 Objetivos y metas	29
7.2.1 Demanda energética.....	29
7.2.2 Oferta energética.....	39
7.2.3 Desafíos para la sostenibilidad y barreras potenciales.....	46
7.2.4 Presentación de los tres escenarios de descarbonización energética	47
8. Impactos de los tres escenarios de descarbonización	53
8.1 Impacto macroeconómico y fiscal	54
8.2 Impacto de emisiones de GEI	58
8.3 Impacto social	60
9. Reflexiones finales	64
Anexo 1 – Metodología empleada para la modelización de los escenarios energéticos	66



Índice de Figuras

Figura 1. Oferta de energía primaria a nivel mundial (2020)	10
Figura 2. a) Oferta primaria mundial por tipo de fuente; b) Consumo por sector; c) Consumo final por energético (2020)	10
Figura 3. Evolución de las inversiones en potencia eléctrica a nivel global	11
Figura 4. Generación de electricidad (2020)	11
Figura 5. a) Generación por tipo de fuente; b) Generación renovable por tipo de fuente; c) Consumo por sector (2020)	12
Figura 6. Evolución de las emisiones de CO ₂	12
Figura 7. Comparación de consumos energéticos en el mundo y en Argentina (2021)	14
Figura 8. Producción de gas natural por: a) cuenca y b) tipo (2022)	14
Figura 9. Producción de petróleo por: a) cuenca y b) tipo (2022)	15
Figura 10. Demanda de energéticos secundarios por sector y combustible (2021)	15
Figura 11. Consumo de gas natural por sector (2022)	16
Figura 12. Generación eléctrica por tecnología (2022)	16
Figura 13. Potencia instalada por tecnología (diciembre 2022)	17
Figura 14. Distribución de potencia instalada por región (diciembre 2022)	17
Figura 15. a) Distribución de la demanda por sector (2022) y b) potencia instalada por región (diciembre 2022)	18
Figura 16. Proporción de emisiones de GEI por sector en 2018	18
Figura 17. Demanda de energía eléctrica para el escenario base (arriba), optimista (medio), Ambicioso (abajo)	28
Figura 18. Demanda de gas no usinas para el escenario base (arriba), optimista (medio) y ambicioso (abajo)	30
Figura 19. Participación en el consumo de energía de los distintos combustibles para el escenario base (arriba), optimista (medio) y ambicioso (abajo)	33
Figura 20. Emisiones del sector transporte para los tres escenarios	34
Figura 21. Generación bruta por tecnología para el escenario base (arriba), optimista (medio), ambicioso (abajo)	37
Figura 22. Nueva capacidad de generación renovable para el escenario base (arriba), optimista (medio), ambicioso (abajo)	38
Figura 23. Nueva capacidad de electrolizadores para la producción de hidrógeno en los distintos escenarios	41
Figura 24. Nueva capacidad de generación renovable para la producción de hidrógeno en los distintos escenarios	41
Figura 25. Nueva capacidad de generación renovable para la electrificación de usos finales	42
Figura 26. Emisiones de CO ₂ e 2018 y proyección a 2050	44
Figura 27. Inversiones acumuladas para el escenario base (arriba), optimista (medio) y ambicioso (abajo)	49
Figura 28. Exportaciones netas de gas natural e hidrógeno para los tres escenarios considerados	53
Figura 29. Evolución de la intensidad energética para los tres escenarios considerados	53
Figura 30. Divisas requeridas por subsector - proyección a 2050 para el escenario base (arriba), optimista (medio), Ambicioso (abajo)	54
Figura 31. Emisiones por origen para el escenario base (arriba), optimista (medio), ambicioso (abajo)	57
Figura 32. Generación de empleos por subsector – Proyección a 2050 para el escenario base	59
Figura 33. Metodología para el sector de transporte	63
Figura 34. Metodología utilizada para los estudios de expansión	65
Figura 35. TSL Data: preparación de datos para fuentes de energías renovables variable (ERV)	66
Figura 36. Complementariedad de la producción eólica e hidroeléctrica de la región Nordeste de Brasil	67
Figura 38. Expansión integrada generación, reserva e interconexiones	68
Figura 39. Generación eólica total en la región Sur de Brasil para los días 6 y 7 de abril de 2016	69



Índice de Tablas

Tabla 1. Parque automotor y participación de vehículos por tecnología	32
Tabla 2. Consideraciones para los distintos escenarios analizados.	34
Tabla 3. Instalación de nueva capacidad del sector eléctrico para los distintos escenarios.	36
Tabla 4. Oferta y exportación de hidrógeno de bajas emisiones para los distintos escenarios	43
Tabla 5. Oferta de hidrocarburos para los distintos escenarios	43
Tabla 6. Resumen de inversiones mínimas necesarias en el sector energía a 2050	45
Tabla 7. Inversiones necesarias en nueva potencia para el 2050	47
Tabla 8. Evolución de montos de inversiones, divisas y exportaciones GNL/H2 para los distintos escenarios.	52
Tabla 9. Evolución del impuesto al CO2 para los distintos escenarios	55
Tabla 10. Hipótesis relativa, al 2050, a tecnologías ligadas a la reducción de GEI	56



1. Visión

La visión de la Secretaría de Energía para una transición energética al año 2050 es alcanzar una matriz energética más limpia y eficiente, a través de un cambio estructural en los sistemas de abastecimiento y utilización de la energía. Esta transición debe ser justa, federal, asequible y sostenible, y debe tener simultáneamente consistencia social, económica, ambiental, considerando aspectos de desarrollo y de coherencia fiscal, financiera y en materia de endeudamiento.

Esta línea contempla cambios tecnológicos y modificaciones tanto en la forma en la que se genera energía como en hábitos y comportamientos arraigados en la forma en que la energía es usada. El proceso de transformación abre oportunidades para la diversificación de la matriz energética, el desarrollo tecnológico, la robustez de nuestra balanza de pagos, el fortalecimiento de la economía, la creación de nuevas cadenas de valor y empleo, así como el desarrollo territorial a través de un sistema más descentralizado y, por lo tanto, más resiliente a los impactos del cambio climático.

La transición debe fortalecer las capacidades de desarrollo del país, por lo cual se dará a través de un sendero progresivo de adquisición de competencias tecnoproductivas apalancadas principalmente en la complementariedad estratégica de nuestras propias capacidades y recursos, dentro de una ventana de oportunidad para la inserción de nuestro país en cadenas globales de valor dinámicas que pueden colaborar en la resolución de problemas climáticos, sociales, económicos y de dependencia del sector externo.



2. Introducción y objetivos

La adopción de medidas eficaces para mitigar los efectos del cambio climático y adaptarse a ellos exige que todos los países introduzcan cambios transformadores en sus sistemas energéticos durante las próximas décadas. Estos cambios tendrán importantes implicancias en la forma en que se genera, transforma, suministra, almacena y consume la energía, afectando directamente a un amplio abanico de sectores económicos y a la población.

El sistema energético argentino del futuro será diferente al actual. Entre otras cosas, se caracterizará por niveles mayores de participación de fuentes de energía bajas en carbono y renovables, un uso más eficiente y racional de la energía, redes más flexibles y descentralizadas, menores emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y una tendencia general hacia una mayor electrificación y la descentralización de la generación y el uso de la energía.

La transformación del sistema energético del país hacia la segunda mitad del siglo requiere un proceso de planificación prospectiva que sea comprensivo, coherente, dinámico y continuo, y que esté basado en datos e información robusta. Además, la planificación para la descarbonización a largo plazo y la transformación del sistema energético de Argentina debe considerar explícitamente las oportunidades de descarbonización en todo el sistema energético, y una comprensión clara de sus respectivos costes, beneficios y limitaciones, y su posible evolución en el tiempo. En general, el proceso de planificación de la descarbonización del sistema energético debe contar con un cierto grado de flexibilidad para adaptarse a las circunstancias cambiantes (climáticos, geopolíticos, económicos, tecnológicos, medioambientales, etc.) e incorporar nueva información relevante en la toma de decisiones.

En este contexto, el presente documento de Lineamientos y Escenarios para la Transición Energética a 2050 sienta las bases para la discusión sobre la mejor forma de transformar el sistema energético argentino en el período hasta 2050. Específicamente, con miras a reducir sustancialmente las emisiones de GEI del sector energético, mejorar la eficiencia energética, impulsar la federalización del sistema y la generación distribuida, proteger a los consumidores más vulnerables, reducir la pobreza energética, mejorar la seguridad del sistema energético, crear empleo y trabajo de calidad para una fuerza laboral adecuadamente capacitada, y mejorar la sostenibilidad fiscal y financiera general del sistema energético.

Este documento ha sido elaborado teniendo en cuenta diversos planes y directrices recientes y relevantes a nivel nacional tanto para la mitigación del cambio climático como para la descarbonización del sector energético en Argentina, y sobre esta base se ha desarrollado una visión, directrices y escenarios para la descarbonización del sector energético a más largo plazo. En concreto, se toma en consideración el informe "Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030" (publicado en 2021), así como el segundo "Plan Nacional de Adaptación y Mitigación del Cambio Climático" (PNAYMCC), publicado en 2022 y el "Plan Nacional de Transición Energética a 2030", elaborado en 2023. También se ha tomado en cuenta la Estrategia de desarrollo resiliente con bajas emisiones a largo plazo a 2050 (aprobada en noviembre de 2022), además de sustentarse en un análisis comprensivo de la situación energética actual en Argentina y la gama de recursos energéticos (renovables y no-renovables) del que se dispone en el país.

El presente informe establece una serie de Lineamientos Estratégicos para planificar, promover y facilitar de manera eficaz, oportuna y coordinada la descarbonización del sistema energético argentino hasta el año 2050. En concreto, se presentan 10 Lineamientos Estratégicos que buscan guiar el proceso de planificación y fomento de la transición energética sostenible en Argentina a 2050.

Los Lineamientos Estratégicos vienen seguidos de la presentación de tres posibles escenarios de descarbonización energética en Argentina en el periodo hasta el año 2050. Esto incluye una descripción detallada de los principales impulsores y características de los escenarios, junto con información cuantitativa detallada de cada uno de ellos. Estos incluyen diversos factores, como son los volúmenes de inversión previstos, la evolución de la matriz energética (suministro y demanda), los perfiles de emisiones de GEI (grado de mitigación), creación de puestos de empleo, y los impactos sobre la pobreza energética y la sociedad, entre otros. En este sentido, las múltiples implicancias entre los distintos escenarios de descarbonización energética pueden compararse de manera práctica y objetiva.

En concreto, se incluye un escenario base que toma en cuenta las políticas y acciones actuales previstas a nivel nacional y local en el sector energético, incluyendo los objetivos de penetración de energías renovables, eficiencia energética, mitigación de emisiones de GEI, entre otros. En el escenario optimista se suma a las políticas existentes



nuevas acciones y tecnologías relacionadas con la descarbonización del sector energético en Argentina, a la vez de contar con un mayor crecimiento de la demanda eléctrica, debido a una mayor electrificación de nuevos usos. En el escenario ambicioso, más cercano a un escenario de emisiones netas cero (Net Zero), es similar al escenario Optimista, pero considera la incorporación acelerada de las tecnologías relacionadas a la descarbonización del sector eléctrico debido a mayor madurez de estas y su fomento a través de un impuesto al carbono más elevado. Por tal motivo, se cuenta con una mayor electrificación de nuevos usos.

Mientras que el sistema energético argentino se descarboniza, en mayor o menor medida, dentro de cada escenario, ninguno de los tres escenarios propuestos alcanza las emisiones netas cero de GEI en 2050. No obstante, los escenarios considerados están enfocados en el sector energético solamente (no incluye otros sectores no-energéticos). Así, la posibilidad de alcanzar un nivel global de emisiones netas cero en la economía argentina para 2050 dependerá también de la evolución de otros sectores clave (no energéticos) de la economía y el desarrollo y la adopción (o no) de ciertas tecnologías innovadoras como la de captura, utilización y almacenamiento de carbono. En este sentido, mientras que los escenarios de descarbonización del sector energético aquí presentados ofrecen una base sólida para las discusiones sobre cómo descarbonizar de forma óptima el sector energético, también constituyen una contribución vital a las discusiones más amplias sobre los esfuerzos de Argentina para mitigar el cambio climático, considerando el conjunto de la economía.



3. Resumen ejecutivo

El cambio climático es uno de los principales problemas que enfrenta la humanidad, y su complejidad requiere compromisos y cooperación intersectorial e intergeneracional para poder hacer frente a los desafíos que conlleva, incluyendo la transformación de sectores claves como el de energía.

La transición hacia un sistema energético más limpio, sostenible, socialmente justo y con menores emisiones de GEI será transformador en numerosos aspectos para la economía y la sociedad argentina, además de facilitar que el país cumpla con sus compromisos de mitigación del cambio climático.

Se prevé que en el futuro el sistema energético argentino tendrá diferencias importantes comparado con el sistema actual. En general, se buscará que sea eficiente, racional, descentralizado, y costo-eficiente, además de ser marcado por mayor penetración de energías limpias y bajas en carbono, redes más flexibles y descentralizadas, y, sobre todo, con menos emisiones de GEI asociadas.

Argentina dispone de abundantes recursos renovables y lograr el aprovechamiento de estos permitirá que el país avance hacia una situación con acceso seguro a la energía, con menor huella de carbono y a precios asequibles. La transición energética argentina apostará por mejorar la racionalidad y eficiencia en el uso de la energía, incrementando así la productividad y competitividad de esta. Se espera que esta transición incluya la expansión de proyectos energéticos a nivel local y comunitario, así como la reducción progresiva de la pobreza energética.

El proceso de transición energética encuentra a la Argentina con recursos energéticos de gran calidad, de diversas fuentes, y con amplia distribución geográfica. Esto incluye abundantes recursos hidrocarburíferos. En este sentido, el gas natural, tanto a nivel local, como internacional será un aliado de la transición energética para reducir las emisiones de GEI y aportar seguridad energética a los sistemas; que a su vez permite al país transitar un sendero compatible con la inclusión social, el crecimiento económico y la disponibilidad de divisas, ya que al aumentar los niveles de exportación, contribuiría a mejorar la performance de la economía argentina.

Este proceso de transición es una gran oportunidad para la creación de empleos de calidad y procesos de reconversión productiva. Por esto mismo será fundamental contar con mano de obra local formada y con capacidades para desarrollar, construir, operar y mantener las infraestructuras energéticas bajas en carbono fundamentales para la transición energética.

La transición energética trae consigo importantes desafíos para garantizar su sostenibilidad y se enfrentará a barreras que dificulten su éxito. Estas problemáticas se pueden agrupar en las siguientes dimensiones: seguridad energética, desarrollo tecno-industrial, equidad social y transición justa, así como la mitigación y adaptación al cambio climático.

Este documento¹ presenta los lineamientos estratégicos para la transición energética en la Argentina, con foco en garantizar la sostenibilidad del proceso en el largo plazo e incentivar el diálogo que permita acordar la hoja de ruta para este proceso. Estos Lineamientos Estratégicos son: Gobernanza institucional, Eficiencia energética, Energía limpia en emisiones de gases de efecto invernadero, Gasificación, Desarrollo de capacidades tecnológicas nacionales, Resiliencia del sistema energético, Federalización del desarrollo energético, Desarrollo de hidrógeno bajo en emisiones, Movilidad sostenible y Transición justa e inclusiva.

Además, se presentan tres (3) posibles escenarios de descarbonización energética en Argentina para el período de 2023 a 2050, conformados en base a diversas combinaciones de políticas tanto de demanda como de oferta, y a diferentes hipótesis sobre factores claves de la transición energética sostenible. Concretamente, los tres escenarios son:

¹El presente documento de **Lineamientos y Escenarios para la Transición Energética en Argentina a 2050**, ha sido desarrollado dentro de la asistencia técnica *"Consultoría de apoyo al Gobierno de Argentina en la elaboración de un estudio de prospectiva del sector energético, fortalecimiento de capacidades institucionales sectoriales y desarrollo del Plan de Transición Energética"* (2023), financiado por el Banco Interamericano de Desarrollo y contando con la colaboración de un equipo consultor.



- El **Escenario Base (E1)**² tendrá en cuenta las políticas y acciones actuales previstas a nivel nacional, regional y local en el marco del sector energético. En este escenario la tasa de crecimiento de demanda es moderada y la electrificación de nuevos usos es baja. Se consideran medidas de eficiencia energética que actualmente se encuentran en implementación y futuras medidas que garanticen una menor tasa de crecimiento de la demanda. En este escenario, el impuesto a las emisiones de GEI alcanza los 25 U\$/tCO₂e a partir del 2040 en adelante.
- El **Escenario Optimista (E2)** sumará a las políticas existentes nuevas acciones y tecnologías relacionadas con la descarbonización del sector energético a nivel nacional, regional y local. Este escenario cuenta con un mayor crecimiento de la demanda eléctrica, debido a una mayor electrificación de nuevos usos³. Al igual que el escenario base, el impuesto a las emisiones de GEI alcanza los 25 U\$/tCO₂e a partir del 2040 en adelante.
- El **Escenario Ambicioso (E3)** adiciona una incorporación acelerada de las tecnologías relacionadas a la descarbonización del sector eléctrico. La diferencia con el escenario optimista radica en que, se prevé una mayor penetración de tecnologías vinculadas a la transición energética debido a mayor madurez de las mismas y a su fomento a través de un impuesto al carbono más elevado. Por tal motivo, se cuenta con una mayor electrificación de nuevos usos. En este escenario, se cuenta con un mayor impuesto a las emisiones de GEI, alcanzando los 56 U\$/tCO₂e a partir del 2040 en adelante.

Los tres escenarios comparten una evolución similar hasta 2030, año a partir del cual éstos divergen. La modelización de estos tres escenarios ha dado como resultado tres evoluciones distintas del sistema energético argentino en el periodo 2030 – 2050, cuyos principales resultados se presentan a continuación.

El escenario ambicioso es el que mayor **demanda de energía eléctrica**⁴ (sin incluir generación distribuida) contempla para 2050, con 429 TWh, siendo el E1 el que menor demanda proyecta, principalmente debido a la menor electrificación de usos energéticos. Por el contrario, en lo que se refiere a **demanda de gas natural**, al 2050, la situación es la inversa: el E1 es el que más demanda proyecta (84 MM m³/d de gas no usinas⁵ y 21 MM m³/d de gas para usinas), seguido del E2 (61,3 MM m³/d de gas no usinas y 10 MM m³/d de gas para usinas) y el E3 (31 MM m³/d de gas no usinas y 8 MM m³/d de gas para usinas).

El E3 es también el que mayor **participación de energía renovable** alcanza en 2050, un 87%, seguido del E2 (84%) y el E1 (80%). La generación eólica es la que en mayor medida provoca esto en los tres escenarios, seguida de la hidroeléctrica y la solar fotovoltaica, si bien es cierto que, en términos porcentuales, la capacidad instalada de solar fotovoltaica crece mucho más que la hidráulica en los tres escenarios. Asimismo, hay un crecimiento en la biomasa y el biogás pero relativamente menor.

Esta mayor demanda eléctrica y participación de la energía renovable en el E3 trae consigo una mayor necesidad de **nueva capacidad a 2050**, siendo ésta 69.936 MW, mientras que en los E2 y E1 las capacidades nuevas requeridas son de 58.702 y 54.418, respectivamente. A esta capacidad se debe sumar nueva capacidad renovable para la electrificación de usos finales del gas natural y la producción de hidrógeno de bajas emisiones. En una primera aproximación, la electrificación de usos finales del gas natural requerirá de 6.072, 15.139 y 43.756 MW de nueva capacidad renovable distribuida⁶ para los escenarios E1, E2 y E3, respectivamente. Por otro lado, al 2050 se considera que la producción de hidrógeno de bajas emisiones será de 700, 1.540 y 2.880 ktH₂ para los escenarios E1, E2 y E3, respectivamente. La suma de ambos componentes adiciona 14.063, 32.719 y 76.633 MW de capacidad renovable de acuerdo a los escenarios E1, E2 y E3 respectivamente. La tecnología con mayor capacidad nueva instalada será la eólica para los tres escenarios, duplicando la capacidad instalada de la solar FV en el E1 y casi triplicando la del E3.

²El Escenario Base no debe ser catalogado como escenario "Business as Usual" (BaU), ya que posee un mayor compromiso relativo a medidas de eficiencia energética y penetración de tecnologías ligadas a la transición energética.

³Para el sector transporte (movilidad eléctrica y uso de combustibles sintéticos), residencial (calefacción, agua caliente y cocinas) e industrial (tratamientos térmicos, secado, destilación, compresión y cocción).

⁴Incluida demanda de energía eléctrica, electrificación de transporte y de usos de gas.

⁵Incluye transporte.

⁶Energía renovable conectada a nivel de distribución, cuyo uso es la electrificación de nuevos usos y no participa del MEM.



La configuración de estos sistemas energéticos a 2050 traen consigo diferentes niveles de **emisiones** para esos años. Se proyecta que, en el E1, las emisiones del sector energético serán de 140 MM tCO₂e, siendo la quema de combustibles la que más emisiones genera. En el E2, estas emisiones alcanzarían los 100 MM tCO₂e, siendo también la quema de combustibles la mayor responsable, pero en el E3, cuyas emisiones ascenderían a 52 MM tCO₂e, las emisiones asociadas al sector transporte serían las de mayor cuantía.

Como es de esperar, cuanto más exigente es el escenario de transición energética, esto es, cuanto mayor penetración de energías renovables y menores emisiones se proyectan, mayor es la **necesidad de inversión** para llevarlo a cabo. De este modo, el E3 requeriría una inversión total de 368.003 MM U\$D, siendo un tercio requerido para la nueva potencia de generación eléctrica⁷. Por su parte, el E2 requeriría de 301.505 MM U\$D y el E1 264.839 U\$D, siendo en ambos casos también la partida para la nueva potencia de generación eléctrica la de mayor cuantía. Naturalmente a mayor ritmo de inversión, mayores serán los requerimientos de financiamiento y de divisas.

Sin embargo, cuanto más ambicioso es el escenario, mayor capacidad de generar impacto social positivo tiene. Esto se percibe con claridad atendiendo a las **proyecciones de creación de empleo** para cada escenario. Así, el E3 proyecta una creación de más de 250.000 puestos de trabajo, de los cuales cerca de 170.000 provendrían del sector de la generación eléctrica. Por su parte, en el E2 se generarían hasta 160.000 puestos de trabajo, de los cuales más de 100.000 provendrían del sector de generación. El E1 podría generar un número de puestos de trabajo de alrededor de 150.000. En todos estos escenarios, pero de manera más acentuada en el E3, el mayor número de puestos de trabajo se generaría a partir de 2035, una vez que la transición energética ya está relativamente avanzada⁸.

Resulta relevante mencionar que los 3 escenarios de descarbonización energética diseñados no solo cumplen con la segunda NDC, sino que también son más ambiciosos que los objetivos planteados en estudios oficiales anteriores. En particular, el escenario base se construye sobre la definición del escenario más ambicioso de los Lineamientos para un Plan de Transición energética a 2030. Los puntos de contacto de ambos escenarios son: la demanda eléctrica eficiente, que considera medidas de eficiencia energética tendientes a reducir el 8% del crecimiento de demanda tendencial considerada (escenario "Business as Usual" o BaU); la penetración de energía renovable de las fuentes consideradas por la Ley N° 27.191 es del 30%, el cual coincide con el escenario ambicioso de los Lineamientos para un Plan de Transición energética a 2030 y supera al 20% planteado en el BaU.

Lo anterior se acompaña por una mayor definición de la participación de generación con centrales hidroeléctricas y nucleares, junto con el lanzamiento de una licitación de generación térmica para el reemplazo de centrales térmicas ineficientes. Además, el escenario base delimita en mayor medida la participación de tecnologías ligadas a la transición energética, en particular la participación de sistemas de almacenamiento a baterías, vehículos eléctricos e hidrógeno de bajas emisiones. A lo cual se suma que posterior al 2030 se prevé una electrificación gradual de consumos en el sector residencial e industrial, a fin de contener la demanda de gas natural. Con este mismo objetivo, se prevé una participación creciente de consumo local de hidrógeno de bajas emisiones para contener el crecimiento de la demanda de gas natural.

En este sentido, se puede concluir que el escenario base es el reflejo de un mayor compromiso de Argentina tendiente a la transición energética. Dicho compromiso se potencia en los escenarios optimista y ambicioso los cuales son aún más agresivos en la velocidad y penetración de tecnologías y medidas ligadas a la descarbonización de la economía.

⁷Incluye generación de energía eléctrica, reemplazo de usos de gas y producción de hidrógeno de bajas emisiones.

⁸Sobre este punto en particular se muestran más detalles en el apartado 8.2



4. Contexto de la transición energética a 2050 en la Argentina

7.1 Contexto de la transición energética a 2050 en la Argentina

4.1.1 Por qué es necesaria la planificación energética a largo plazo

La mitigación del cambio climático requiere de cambios transformadores en los sistemas energéticos, con implicancias de gran alcance en todos los sectores económicos. Es probable que los sistemas energéticos del futuro a mediano y largo plazo sean totalmente diferentes de los sistemas energéticos tradicionales convencionales, con un uso racional y eficiente de la energía, con mayor participación de energías limpias y con bajas emisiones de carbono, descentralizados y que incluyan cambios sustanciales en la forma en que la sociedad obtiene y consume energía.

Lograr la implantación de sistemas energéticos con bajas emisiones de carbono requiere un grado significativo de planificación anticipada, una consideración crítica de todas las opciones, de los beneficios y los costes, y de las limitaciones del mundo real. El proceso de planificación energética a largo plazo tiene en cuenta un conjunto de objetivos, políticas, metas y limitaciones de transición del mundo real, a través de un análisis cuantitativo de la evolución de un sector energético específico. La planificación energética a largo plazo facilita a las autoridades gubernamentales y de planificación la comprensión de los posibles cambios del sector energético en el contexto de los objetivos de emisión de GEI y de los objetivos más amplios de desarrollo económico.

Además, en las últimas décadas se ha observado un importante aumento de la intensidad energética y la electrificación de los usos energéticos, por lo que es conveniente poner el foco en transformar el sistema garantizando la seguridad de suministro y situando en el centro de la transición energética la universalización del acceso a energía limpia en condiciones de seguridad, continuidad y calidad. Esto requerirá de esfuerzos para ampliar la red de transmisión eléctrica, pero también se buscará ampliar la potencia instalada de generación renovable distribuida, la cual supone una solución sostenible y económica para determinadas zonas de difícil acceso, pudiendo así ahorrar en necesidades de expansión de infraestructura y acercando los puntos de generación y consumo.

Asimismo, la transición energética trae consigo la oportunidad de creación de puestos de empleo de calidad y sostenibles y, por ende, el crecimiento económico del país. Dada la transversalidad de la transición energética, los puestos de trabajos serán de muy diversa índole y conformarán un nuevo ecosistema laboral. Sin embargo, a fin de garantizar que la mano de obra del sector energético esté bien preparada para facilitar la transición energética sostenible, es importante obtener una visión a largo plazo sobre cómo evolucionará el sector energético, a través de la planificación energética a largo plazo.

La transición energética puede suponer para Argentina un motor de transformación económica y social que contribuya a posicionar al país a la vanguardia de los países del continente. Pero, para que esto suceda, y teniendo en cuenta que todos estos elementos requieren de un largo proceso de transformación del sistema energético y del resto de sectores que interactúan con éste, es imperativo reflexionar sobre cuáles son los puntos clave donde se debe incidir para habilitar esta transformación, cuáles son los elementos críticos para considerar para que el proceso sea sostenible y qué caminos se pueden seguir hasta alcanzar el objetivo marcado en el Acuerdo de París.

Además, la transición energética a largo plazo requiere de un alto grado de coordinación entre todos los actores involucrados, pues se deben considerar muchos factores y aspectos que, sin la coordinación adecuada, será imposible abordar en tiempo y forma. La coordinación también ayuda a facilitar y promover una transición ordenada, costo-eficiente, competitiva e inclusiva, todos ellos aspectos fundamentales para el éxito de la misma.

A través de la evaluación de los escenarios, se evidencian las principales variables que influyen en el rumbo que el país podría seguir en las próximas décadas, sirviendo como referencia para las administraciones públicas y entidades privadas. Además, la transición energética requiere de una continua evaluación de recursos, capacidades y



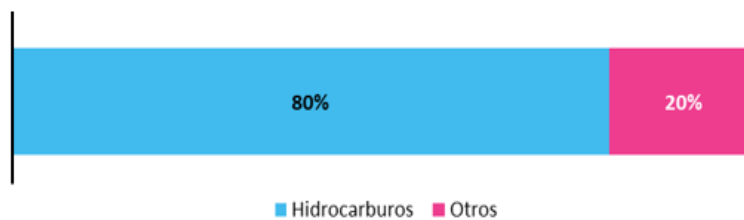
tecnologías, además de un Estado que dirija, regule y dé forma a nuevos mercados, generando oportunidades para el sector privado, al mismo tiempo que protege a las personas y al ambiente.

A tal efecto, se ha elaborado el presente documento de Lineamientos y Escenarios para la Transición Energética a 2050, en el que se han diseñado tres escenarios alternativos.⁹, considerando distintas hipótesis sobre la evolución a futuro de variables críticas, partiendo de un análisis sobre el contexto energético y económico actual. Tomando en consideración una visión y objetivos, que sientan las bases para la discusión sobre la mejor forma de transformar el sistema energético argentino en el período hasta 2050.

4.1.2 Contexto energético mundial

A escala internacional, en la última década ha habido un fuerte impulso a las fuentes de energía renovable, sin embargo, de acuerdo con la Agencia Internacional de la Energía (IEA, por sus siglas en inglés), en 2020, los hidrocarburos aún representaban el 80% de la oferta total de energía primaria.

Figura 1. Oferta de energía primaria a nivel mundial (2020)



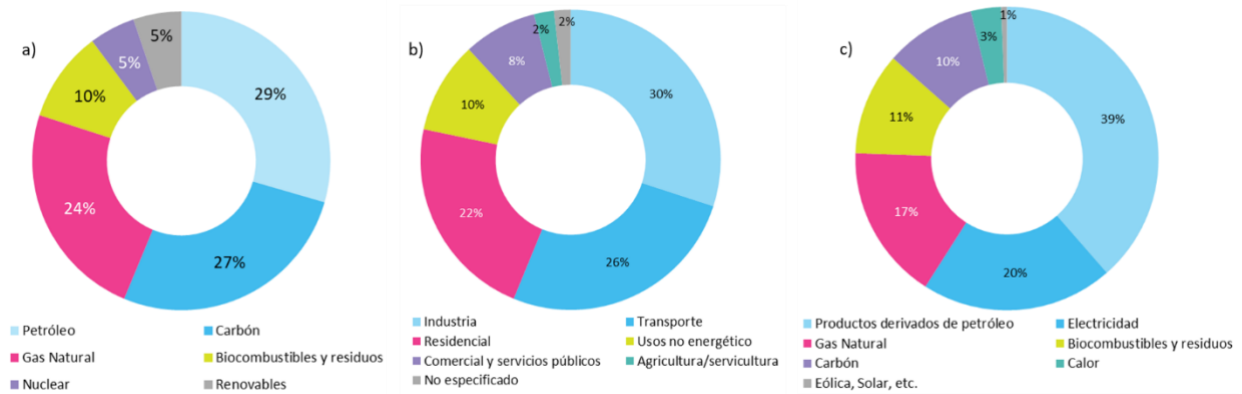
Fuente: elaboración propia a partir de (IEA, 2022c)

En ese año se produjeron 584,5 millones de TJ (terajoules) de energía primaria, siendo el petróleo la principal fuente de energía (29%), seguida por el carbón (27%) y el gas natural (24%). Las energías renovables, incluyendo los biocombustibles y residuos, apenas pasaron del 15% (ver Figura 2).

⁹Cabe destacar que la Secretaría de Energía no asigna probabilidades de ocurrencia a los escenarios modelados, que surgen de la combinación de diferentes supuestos y debido a la naturaleza dinámica del sector energético, dichos escenarios son también dinámicos. Por esto es que, en ediciones sucesivas, los resultados de los mismos podrían variar en forma significativa, en línea con la efectiva evolución del panorama energético nacional e internacional, con el desarrollo de los diferentes sectores de la economía, el contexto macroeconómico y financiero, la evolución del contexto internacional, los precios internacionales de la energía, y con condiciones de borde cambiantes —como por ejemplo cambios en los acuerdos sobre Cambio Climático o la ocurrencia de eventos de disrupción tecnológica, política o económica—, que resultarían en los consecuentes ajustes de los supuestos utilizados o la inclusión de nuevos.



Figura 2. a) Oferta primaria mundial por tipo de fuente; b) Consumo por sector; c) Consumo final por energético (2020)

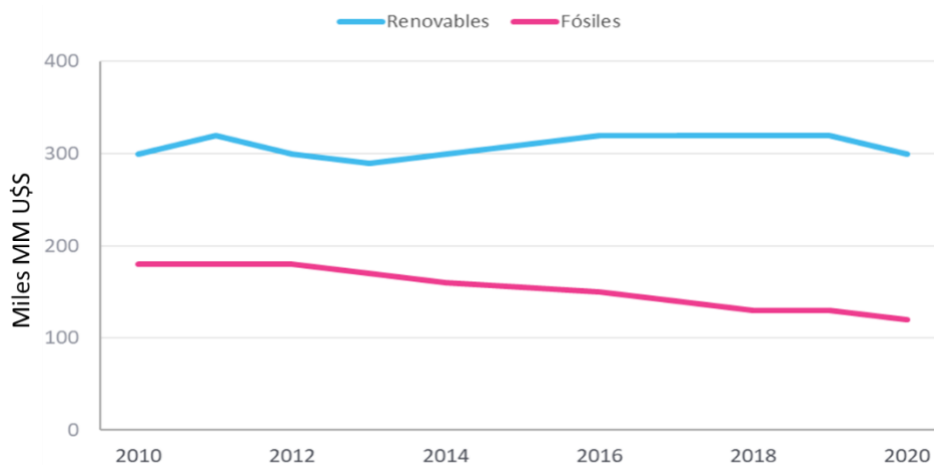


Fuente: elaboración propia a partir de (IEA, 2022)

En cuanto a sectores de consumo, el sector industrial fue el que mayor consumo de energía tuvo con un 30%, seguido del sector transporte y el sector residencial, con un 26% y 22% sobre el consumo total, respectivamente. Con respecto a la fuente de energía final que se consumió en 2020, los productos derivados del petróleo, fundamentalmente empleados en el transporte y la industria, supusieron casi el 40% del total de energía final consumida, siendo la electricidad el segundo vector energético con mayor peso, representando un 20% del consumo final.

La **generación de electricidad** en las tres últimas décadas se ha más que duplicado, pasando de 12,5 millones de GWh en 1990 a alrededor de 26,5 GWh en 2020 (IEA, 2022a). Esto, por un lado, señala un cierto progreso económico, ya que hasta ahora ha existido una correlación directa entre aumento de consumo energético y eléctrico con desarrollo económico, y, por otro, una progresiva electrificación de los usos energéticos, hecho que será parte fundamental de la descarbonización de las economías. Además, cabe destacar que en la última década la gran mayoría de las inversiones en nueva potencia eléctrica ha ido dirigida a tecnologías renovables (ver Figura 3).

Figura 3. Evolución de las inversiones en potencia eléctrica a nivel global

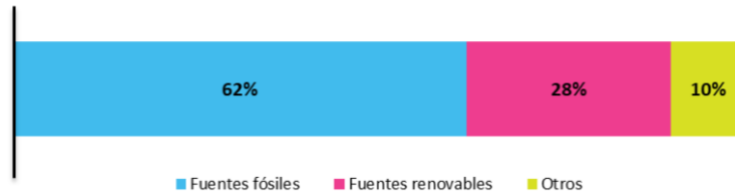


Fuente: elaboración propia a partir de (IEA, 2020)

Sin embargo, como muestra la Figura 4, todavía más del 60% de la generación eléctrica proviene de fuentes fósiles, pese al incremento significativo de la generación renovable en la última década, debido a que la generación fósil también ha seguido creciendo.



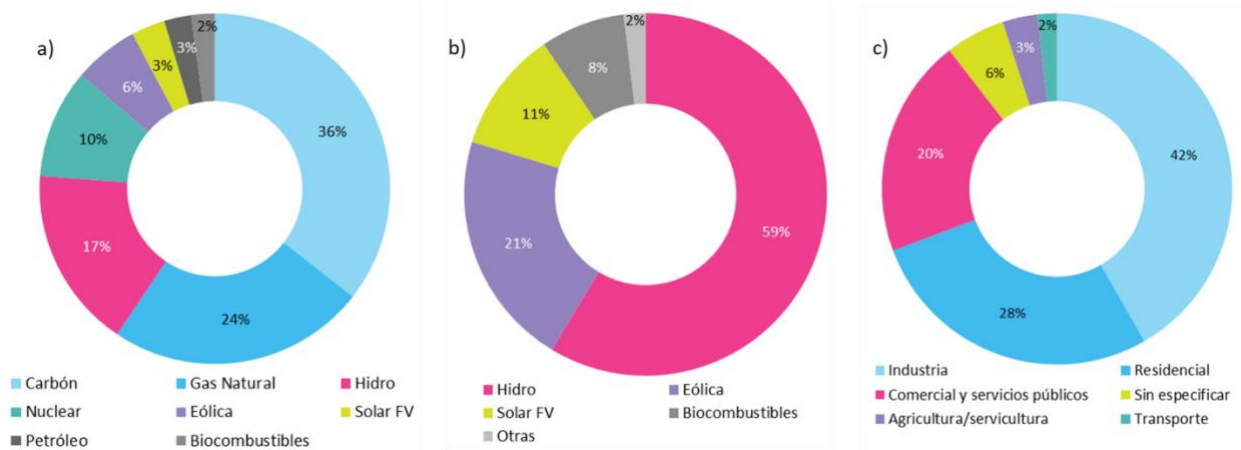
Figura 4. Generación de electricidad (2020)



Fuente: (IEA, 2022a)

La principal fuente de electricidad en 2020 siguió siendo el carbón, produciendo el 36% de la electricidad, seguida del gas natural (24%) y de la hidroeléctrica (17%) (ver Figura 5). La electricidad renovable, en particular, encuentra en la hidro su principal fuente, con prácticamente el 60% de la producción total, seguida de la eólica (21%) y la solar FV (11%).

Figura 5. a) Generación por tipo de fuente; b) Generación renovable por tipo de fuente; c) Consumo por sector (2020)



Fuente: (IEA, 2022a)

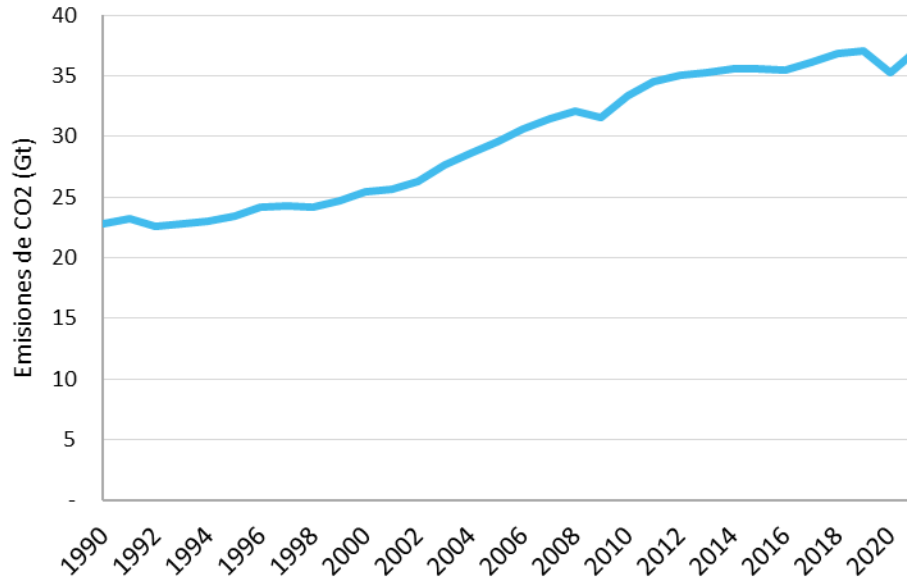
Al igual que en el consumo de energía, el sector industrial es el mayor consumidor de electricidad a nivel global, con un 42%. El sector residencial y el sector comercial y de servicios son los dos siguientes mayores consumidores, con un 28% y un 20%, respectivamente. El sector del transporte, actualmente, apenas consume un 2% del total de la electricidad.

Las emisiones globales¹⁰ de CO₂ han seguido una senda de crecimiento sostenido en el tiempo, agudizándose especialmente al comienzo de la década de los 2000 (ver Figura 6). Sólo a partir de la pandemia de la COVID-19 a comienzos del 2020 se ha observado una reducción de emisiones, sin embargo, nuevamente estamos en la senda del incremento.

¹⁰Se excluyen las emisiones asociadas a cambio de uso de tierra (Land-use change)



Figura 6. Evolución de las emisiones globales de CO₂



Fuente: (Ritchie, Roser and Rosado, 2022)

4.1.3 Contexto energético de Argentina

Las emisiones de GEI de Argentina alcanzaron la máxima contribución histórica en 2007 y representaron en ese año tan solo el 0,9 % de las emisiones globales. En el año 2018, el sector energético argentino fue responsable del 51% de las emisiones de GEI del país. Esta situación es comparable al resto de países del Cono Sur que cuentan generalmente con matrices energéticas más limpias en comparación con países como Japón, o regiones como la Unión Europea.

El sistema energético y eléctrico argentino, por un lado, trabaja para satisfacer la demanda de una población altamente urbanizada (92%), mientras que, por otro, asegura el suministro energético al resto de la población repartida en una vasta área geográfica (9.831.510 km²). El país dispone de importantes recursos renovables, sobre todo en términos de vientos fuertes y fiables, y de radiación solar.

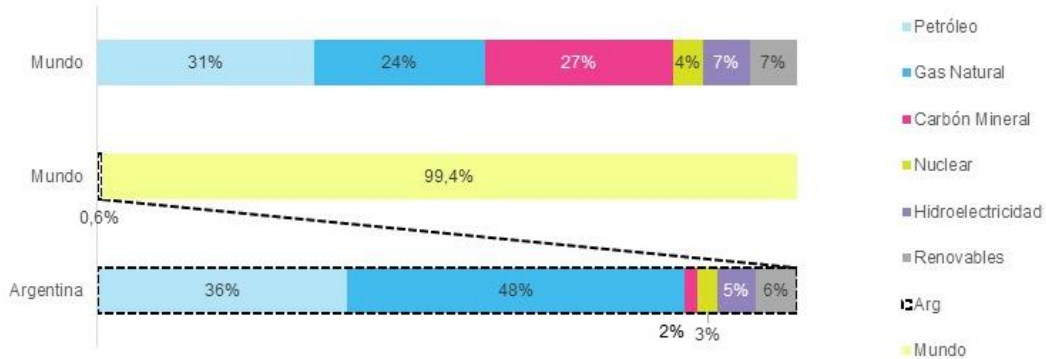
Oferta y demanda de energéticos

En Argentina, la **oferta total de energía primaria**¹¹ se integra de un 86% de energéticos con contenido de carbono, cifra similar a la obtenida a nivel mundial (84%) (ver Figura 7), sin embargo, cabe destacar que, en Argentina, el carbón tiene un peso insignificante, y la mayor participación corresponde al gas natural de menor contenido de carbono.

¹¹Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible de la República Argentina. (2022). Plan Nacional de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático.



Figura 7. Comparación de consumos energéticos en el mundo y en Argentina (2021)

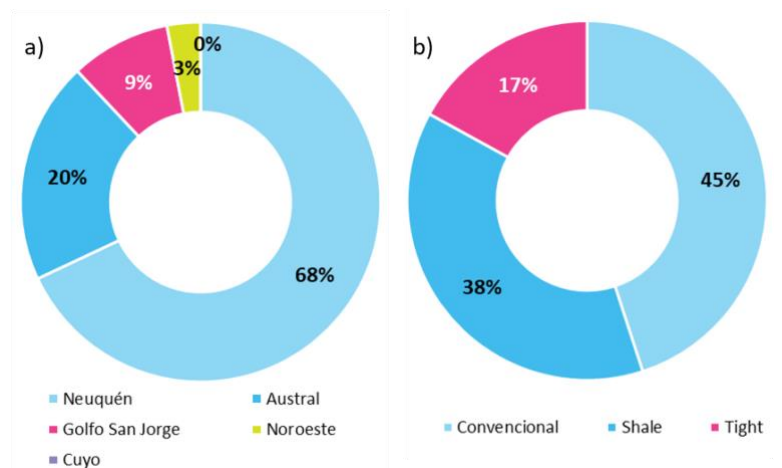


Fuente: elaboración propia a partir de (IEA, 2022)

Argentina cuenta con más de mil yacimientos de hidrocarburos (petróleo y gas) y una red de gasoductos de más de 15 mil kilómetros que abastece el país a excepción de algunas provincias del Noreste Argentino, donde la demanda se abastece a través de garrafas de Gas Licuado de Petróleo (GLP).

Además, Argentina cuenta con recursos no convencionales de gas y petróleo localizados principalmente en la cuenca neuquina, en la que destaca Vaca Muerta, que es una de las formaciones de *shale* más promisorias del mundo¹². El desarrollo completo de estos recursos le podría asegurar al país el autoabastecimiento de hidrocarburos de manera sostenida y la generación de saldos exportables. La producción de gas natural y petróleo ascendieron en 2022 a 48.417 MMm³ y 34.348 Mm³, respectivamente. Su producción desagregada por cuenca y tipo se encuentra en la Figura 8 y Figura 9.

Figura 8. Producción de gas natural por: a) cuenca y b) tipo (2022)

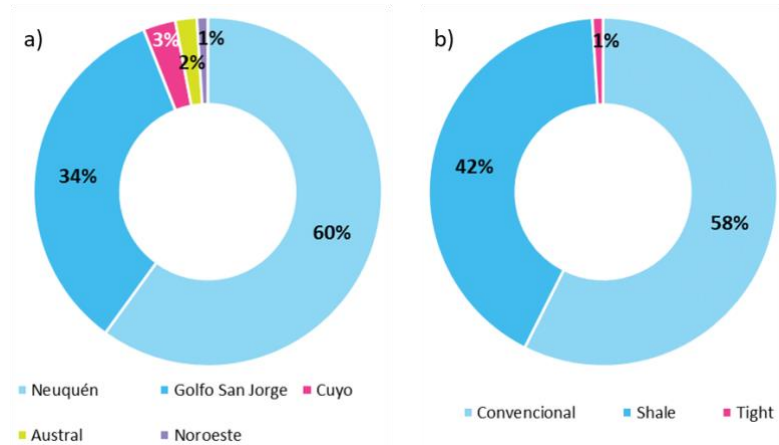


Fuente: elaboración propia a partir de (Secretaría de Energía, 2022)

¹² Actualmente se encuentran en fase de desarrollo las actividades exploratorias sobre el área CAN-100 de la cuenca argentina norte y también sobre la formación no convencional Palermo Aike en la provincia de Santa Cruz.



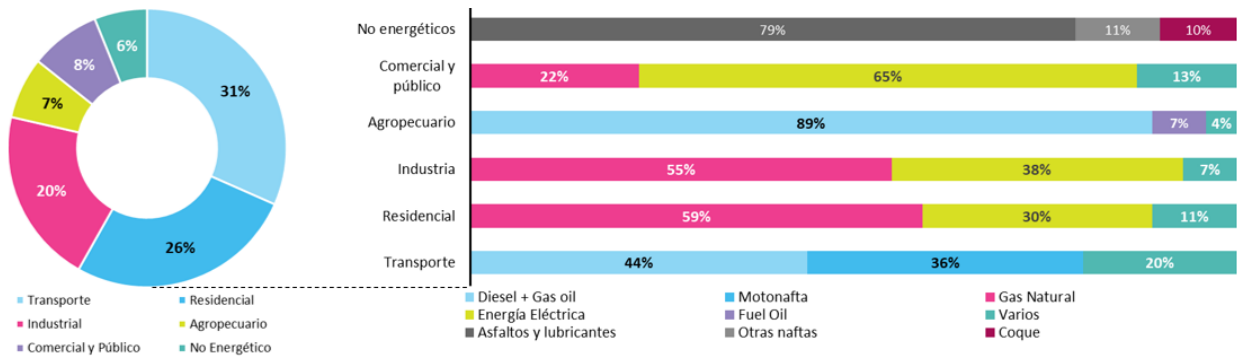
Figura 9. Producción de petróleo por: a) cuenca y b) tipo (2022)



Fuente: elaboración propia a partir de (Secretaría de Energía, 2022)

La Figura 10 contiene un análisis de la demanda de energéticos secundarios del año 2021 por sectores. De éste se evidencia que los principales sectores de consumo son el de transporte, residencial e industria. Los sectores transporte y agropecuario se abastecen casi íntegramente de derivados del petróleo, mientras que los grandes consumidores de gas natural y energía eléctrica son los sectores industrial y residencial.

Figura 10. Demanda de energéticos secundarios por sector y combustible (2021)

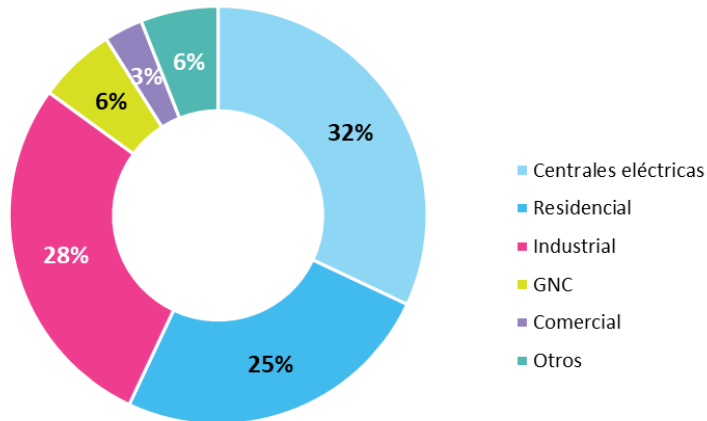


Fuente: elaboración propia a partir de (Secretaría de Energía, 2022)

Respecto a la demanda interna de gas natural en particular, ésta se concentra mayoritariamente en tres sectores: centrales eléctricas, residencial e industrial (ENARGAS, 2022). El consumo de gas de usuarios residenciales, a diferencia de los otros dos, tiene un fuerte comportamiento estacional, con picos en las épocas invernales y valles en las estivales.



Figura 11. Consumo de gas natural por sector (2022)

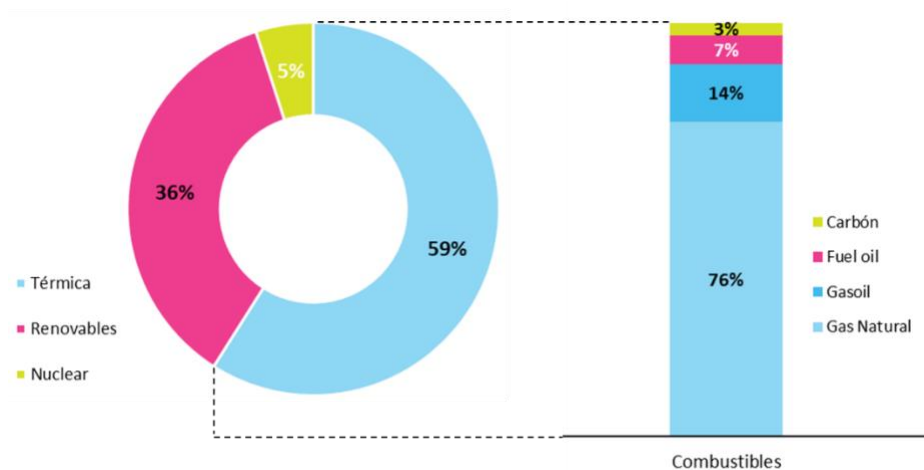


Fuente: elaboración propia a partir de (ENARGAS, 2022)

Sistema eléctrico

Argentina cuenta con una generación anual cercana a los 140 TWh y 39,6 MM tCO₂e en 2022. La matriz eléctrica argentina es principalmente térmica, seguida por la generación renovable.¹³ y nuclear. La componente térmica actualmente representa el 59%, la cual tiene como principal combustible al gas natural (ver Figura 12).

Figura 12. Generación eléctrica por tecnología (2022)



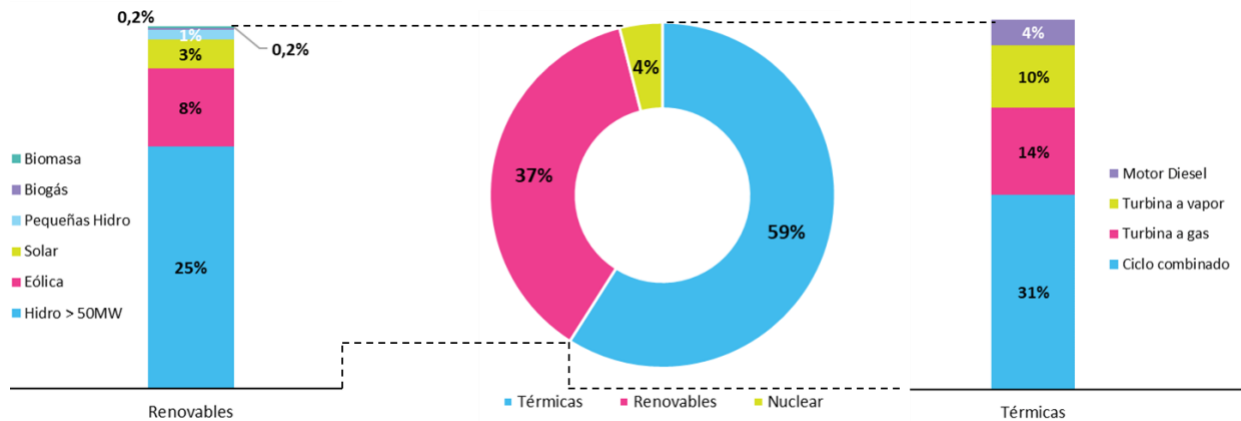
Fuente: elaboración propia a partir de (CAMMESA, 2022^a)

La totalidad del territorio se encuentra abastecido por una red de transmisión de más de 36.000 km de líneas. La potencia instalada en el periodo 2002-2022 registró crecimientos promedio anual de 3,1% y punta a punta de 81,9%. En diciembre de 2022, ascendió a 42.926 MW de potencia instalada (ver Figura 13).

¹³La generación renovable incluye hidroeléctricas mayores de 50 MW y las renovables alcanzadas por la Ley 27.191.



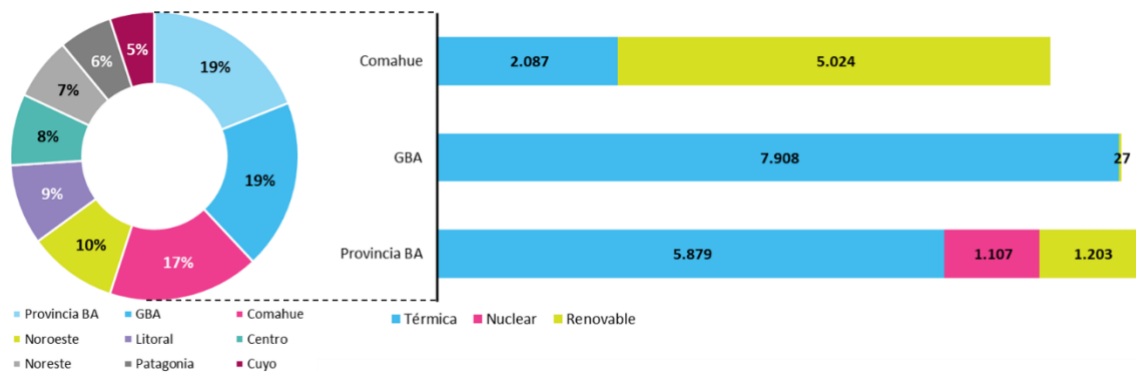
Figura 13. Potencia instalada por tecnología (diciembre 2022)



Fuente: elaboración propia a partir de (CAMMESA, 2022^a)

La potencia térmica se localiza principalmente en la región GBA (31% del parque térmico total); la nuclear en región Buenos Aires (63% del total nuclear); y la renovable en región Comahue (32% de la potencia renovable no convencional instalada). Por otro lado, las regiones que concentraron la mayor proporción de potencia instalada son Provincia de Buenos Aires (19,1%) y Gran Buenos Aires (18,5%).¹⁴ (ver Figura 14).

Figura 14. Distribución de potencia instalada por región (diciembre 2022)



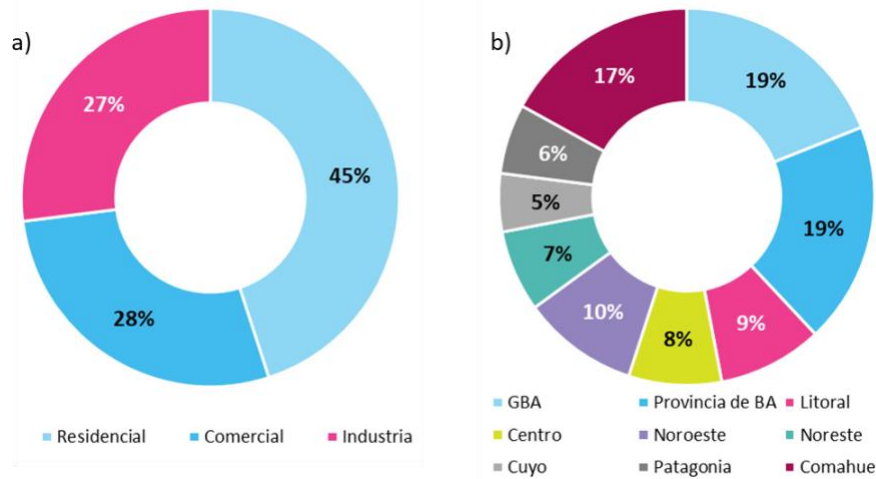
Fuente: elaboración propia a partir de (CAMMESA, 2022^b)

La **demanda de energía eléctrica** en el año 2022 fue de casi 138,76 TWh, de los cuales la demanda residencial representa cerca del 45% de la demanda total y la demanda comercial y de industria representan en proporciones similares el 55% restante.

¹⁴ Los porcentajes aquí indicados se calculan usando como denominador la potencia de la tecnología específica (no la potencia total).



Figura 15. a) Distribución de la demanda por sector (2022) y b) potencia instalada por región (diciembre 2022)

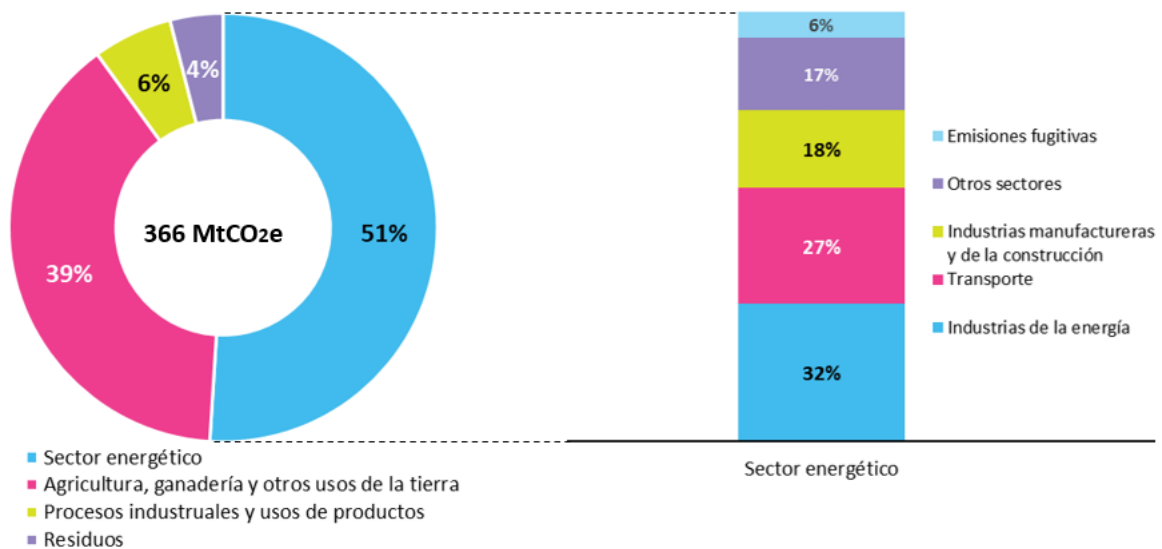


Fuente: elaboración propia a partir de (CAMMESA, 2022b)

Emisiones de Gases de Efecto Invernadero

Como muestra la Figura 16, el sector energético¹⁵ representa el 51% de las emisiones de GEI en Argentina, seguida por los procesos agrícolas, industriales y finalmente residuos.

Figura 16. Proporción de emisiones de GEI por sector en 2018



Fuente: elaboración propia a partir de (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2021).¹⁶

¹⁵El sector energía en el inventario de gases de efecto invernadero incluye todas las emisiones de GEI que emanan de la combustión y fugas de combustible. Las emisiones de usos no energéticos no corresponden a este sector, sino que se declaran dentro de Procesos industriales y uso de productos.

¹⁶Si bien la referencia es al documento "Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero", publicado en el año 2021, el inventario al que hace referencia es el del 2018.



Dentro del sector energético, las emisiones derivadas de las industrias energéticas representan un 32%, seguidas por el transporte con un 27%, la industria manufacturera y de construcción con un 18%, otros sectores con 17% y, por último, las emisiones fugitivas con un 6%.

Cobertura y accesibilidad

En términos de acceso a la energía, Argentina cuenta con una alta penetración de la red eléctrica, en torno al 99%, estando focalizado el faltante en áreas rurales. Por otra parte, la penetración de la red de gas natural se encuentra en torno al 64% de los hogares (según datos estimados para 2018), siendo el noreste argentino la región con menor penetración. Los usos energéticos en esta región se satisfacen, principalmente, con electricidad y otros combustibles alternativos como el GLP (Gas Licuado de Petróleo).



5. Desafíos para la sostenibilidad y barreras potenciales

Siguiendo los lineamientos de los documentos “Hacia una visión compartida de la transición energética argentina al 2050”, “Estrategia de desarrollo resiliente con bajas emisiones a largo plazo a 2050” y el “Plan Nacional de Transición Energética a 2030”, se agruparon e identificaron los principales desafíos y barreras para lograr una transición energética justa y sostenible con base en las siguientes dimensiones:

- **Seguridad energética:** la principal problemática identificada aquí es la actual insuficiencia de las infraestructuras de transporte de energía eléctrica y gas natural, garantizando que su expansión se lleva adelante acorde con los principios de resiliencia y adaptación al cambio climático. Es importante también destacar el control de los picos de demanda para evitar el sobredimensionamiento de la red de transporte. Otro de los desafíos, es garantizar la seguridad energética ante una mayor penetración de tecnologías renovables variables y disminuir la dependencia del suministro de energía importada.

Bajo esta dimensión se considera también la federalización del desarrollo energético, lo cual contribuye al fomento de un sistema resiliente desde lo social, económico, técnico y ambiental.

- **Desarrollo tecno-industrial:** Refiere a la necesidad de que el aparato productivo y tecnológico pueda abastecer con bienes y servicios a las demandas de la transición energética y aportar así soberanía al proceso de transición mediante la incorporación de trabajo, capital e innovación nacional al servicio de los requerimientos tecnológicos de los cambios en la matriz energética. De no ser así, el sendero de transición intrínsecamente puede afectar la vulnerabilidad externa y a la dependencia tecnológica, poniendo en riesgo la sostenibilidad misma del proceso.

El desarrollo de capacidades tecno-industriales nacionales para las tecnologías de transición energética pueden ser habilitantes de un mayor ritmo de transición en el futuro, y mayor ambición climática. Es fundamental trabajar hoy en este campo y diseñar mecanismos que posibiliten la incorporación de proveedores tecnológicos nacionales o regionales en los proyectos de transición energética, y generar condiciones favorables para un proceso endógeno de desarrollo de capacidades tecnológicas

- **Equidad social y transición justa:** la transición energética debe ser justa, asequible y sostenible. Bajo esta dimensión se consideran las problemáticas ligadas a la necesidad de focalización de subsidios energéticos a la demanda en condiciones de vulnerabilidad; el suministro energético a poblaciones no alcanzadas por las redes de distribución; la transferencia tecnológica desde el sector académico hacia el sector productivo y sector público; y el desarrollo de programas de capacitación.

Los principales desafíos de esta dimensión tienen relación con que el proceso de transición debe garantizar la equidad social y en este punto se vuelve central el concepto de transición justa. Este enfoque reconoce el potencial impacto asimétrico que tiene el propio proceso de transición y, por lo tanto, sobre la base de un escenario de desigualdades preexistentes, deben preverse políticas y acciones conscientes para impedir la potencial ampliación de las brechas económicas, sociales, y de género; al mismo tiempo que se transiciona de manera sostenible hacia un sistema energético más limpio.

La transición justa es el desafío a la hora de garantizar que la transformación en los sistemas socioprodutivos y de gestión de las fuentes energéticas no sea un motivo para un aumento de la pobreza energética o generación de perjuicios; sino por el contrario sea una oportunidad de desarrollo. Por lo que el reto aquí es que las políticas de transición energética sean diseñadas de forma tal que aseguren que quienes afronten los costos asociados de la transición no sean los sectores más vulnerables.



- **Mitigación y adaptación al cambio climático:** bajo esta dimensión se abordan las problemáticas ligadas a la descarbonización de la matriz energética; la disminución de las emisiones del sector energético y la adaptación del sistema energético para atender las consecuencias del cambio climático. Estas representan una gran cantidad de desafíos para conseguir los objetivos de descarbonización para la segunda mitad del siglo, en términos tecnológicos, sociales, económicos, ambientales, de transición justa, de acceso al financiamiento, de desarrollo, entre otros. Además, la descarbonización de la matriz permitirá la transición de muchos procesos industriales hacia prácticas más sostenibles.



6. Lineamientos estratégicos para una política energética sostenible para la transición energética a 2050

Para facilitar y promover una transición energética sostenible ordenada y costo-eficiente, es fundamental definir las líneas estratégicas en torno a las cuales se articulará la transición a largo plazo. A continuación, se proponen estas líneas estratégicas y se define, de manera general, las acciones que se contemplan dentro de éstas.

Gobernanza institucional

En los próximos años, se trabajará en la articulación para lograr una **visión holística e integrada** del modelo de transición energética para Argentina hasta el 2050, que servirá de guía para el desarrollo de planes y hojas de ruta para los sectores de oferta y demanda energética y permitirá desencadenar los cambios estructurales necesarios para la descarbonización del sistema energético. Además, se tratará de **establecer un objetivo de reducción de emisiones de GEI** para la economía argentina a 2050, basado en la visión previamente establecida y teniendo en cuenta el potencial de descarbonización argentino, las soluciones tecnológicas disponibles y la situación económica del país, haciendo propio el principio rector del Acuerdo de París de “responsabilidades comunes pero diferenciadas, y capacidades respectivas”.

Eficiencia energética

La eficiencia energética será uno de los pilares fundamentales para la descarbonización de los procesos energéticos de cara al 2050. Son muchas las áreas de acción que se contemplan bajo el paraguas de la eficiencia energética, y más aún las medidas que se irán desplegando a lo largo de las próximas décadas. Algunas de ellas irán dirigidas a **mejorar la eficiencia energética de los edificios** mediante la mejora de su aislamiento térmico, sustitución de equipos convencionales por tecnologías más eficientes y los protocolos conductuales de ahorro energético en el sector residencial y de servicios.

Por otro lado, se fomentará la **modernización, digitalización y automatización de los procesos industriales**, así como la sustitución de equipos antiguos por otros nuevos con mayor eficiencia energética en el sector industrial, y se incentivará el **acercamiento de puntos de generación y consumo energético** en este sector.

Además, desde el Gobierno impulsará a la ciudadanía y las empresas a hacer un **uso racional de la energía**, minimizando los consumos excesivos y **poniendo en práctica sistemas de gestión eficiente de la energía**. Asimismo, se estudiará la posibilidad de **obligar a grandes consumidores energéticos**, independientemente del sector, **a realizar auditorías energéticas periódicamente** y proponer acciones de mejora de cara a la siguiente auditoría energética, y se buscará ir aumentando el nivel de exigencia de estas auditorías energéticas a largo de los años.

Energía baja en emisiones de GEI

La creciente participación de las energías renovables en la producción energética y eléctrica será la piedra angular sobre la que se sustente la descarbonización del sistema energético. Para hacer esto realidad, será fundamental definir **mecanismos y metas de desarrollo de proyectos de energías renovables** que permitan atraer las inversiones requeridas para alcanzar los objetivos de penetración de renovables previamente establecidas, brindando oportunidades para la obtención de una renta adecuada para este tipo de inversiones, pero evitando que existan distorsiones en el mercado.

El incremento en la participación de las renovables, tanto en términos de capacidad instalada como de generación eléctrica, se sustentará en principio mayormente en las tecnologías **eólica, hidroeléctrica y solar FV**, con aportes de



otras tecnologías renovables.¹⁷ como la biomasa y el biogás, y se buscará que la generación renovable represente entre el 70% y el 90% de la electricidad producida en 2050.

El progresivo desarrollo de proyectos renovables estará previamente estudiado y respaldado por **planes de expansión del sistema eléctrico** que permitan adoptar las decisiones de inversión más adecuadas, de manera de garantizar la operabilidad del sistema dada la incorporación de producción renovable variable, los cuales se actualizarán con la periodicidad suficiente para poder expandir y reforzar el sistema de transmisión y distribución a tiempo para garantizar un suministro energético de calidad y fiable.

Finalmente, se evaluará el diseño de una **nueva economía y fiscalidad ecológica** que permita enviar una señal efectiva (por ejemplo, un impuesto progresivo al carbono u otros mecanismos de precio al carbono) sobre el coste de las emisiones de GEI, con el fin de impulsar las reducciones de emisiones mediante tecnologías limpias.

Gasificación

El proceso de transición energética encuentra a la Argentina con abundantes recursos hidrocarburíferos en sus cuencas onshore y offshore. El desarrollo de las energías renovables se complementará con el **impulso al gas natural, el cual será el combustible de transición**, para reducir las emisiones de GEI mediante un suministro confiable, asequible y continuo, a la vez que se aprovechan los recursos del país. Además, Argentina buscará transformarse en un proveedor de gas natural a escala regional y global, colaborando con la viabilidad de las transiciones energéticas de otros países, trabajando simultáneamente en mitigar las emisiones fugitivas de gas metano.

Desarrollo de capacidades tecnológicas nacionales

Algunas de las tecnologías que serán fundamentales para llevar a cabo la descarbonización del sistema energético aún se encuentran en una fase temprana de desarrollo. Por ello, **se fomentará y apoyará la investigación y desarrollo de tecnologías** que se consideran clave para el modelo energético argentino a medio y largo plazo, creando cadenas de valor en torno a estas tecnologías y maximizando su impacto en la creación de empleo y crecimiento de la actividad económica.

En particular, **se impulsará el desarrollo del almacenamiento mediante baterías y las tecnologías de secuestro, almacenamiento y uso del CO₂**¹⁸ (CCUS – carbon capture, usage, and storage – por sus siglas en inglés). El almacenamiento podría jugar un papel importante de cara a aprovechar al máximo la generación renovable y lidiar con su variabilidad de producción sin tener que recurrir a generación térmica de respaldo. Por otro lado, las tecnologías CCUS podrían ayudar a extender la vida útil de determinadas tecnologías que de otra manera no podrían seguir funcionando por sus emisiones o descarbonizar ciertos procesos industriales que cuyas emisiones son difíciles de evitar mediante otras vías. Además, el CO₂ es una materia prima para la que cada vez se están encontrando más usos (producción de combustibles sintéticos, mejorar el rendimiento de cultivos en invernaderos, etc.), por lo que existe la posibilidad de generar toda una cadena de valor en torno a las tecnologías CCUS. Desde el gobierno también se impulsará la **participación de los centros de investigación y demás actores del ecosistema científico-tecnológico de Argentina en foros internacionales** de cara a participar conjuntamente en macroyectos de investigación y desarrollo sobre soluciones para la transición energética y la lucha contra el cambio climático. Esto contribuirá a situar al país como uno de los principales actores tractores de la transición energética a nivel global.

Resiliencia del sistema energético

La planificación a largo plazo es clave para asegurar que el sistema energético es resiliente y está preparado para soportar condiciones nunca antes vistas por el cambio climático, ya sea en lo referido a limitación de recursos o por

¹⁷A medida que los costos y las barreras los habiliten, no se descarta la incorporación de otras fuentes renovables como ser la Geotermia, eólica offshore, mareomotriz, entre otras.

¹⁸La incertidumbre existente en relación a estas tecnologías es aún grande, sin embargo, siendo que el país hará los mejores esfuerzos en pos de alcanzar la carbono neutralidad a 2050, hará uso de estas tecnologías y trabajará fuertemente a la vanguardia de la ciencia para incorporarlas.



condiciones de operación anómalas.

Una de las principales vías para profundizar en la seguridad energética es la **interconexión del sistema** con otros sistemas eléctricos vecinos. Argentina ya participa, junto con otros países del Cono Sur, en el SIESUR, y cuenta con conexiones eléctricas con Paraguay, Brasil y Uruguay.

Con miras en las próximas décadas, se tratará de continuar por esta senda y buscar una mayor integración de los sistemas energéticos, dadas sus ventajas para mejorar la seguridad y calidad de suministro como para descarbonizar las economías.

Para garantizar la solvencia del sistema frente a los efectos del cambio climático y los fenómenos meteorológicos extremos, **se evaluará cómo los impactos del cambio climático** pueden afectar a la infraestructura energética existente, a la disponibilidad de recursos energéticos y a las condiciones de construcción de nuevos proyectos, y **se desarrollarán** en base a esta información **planes de adaptación del sistema energético argentino**.

Además, con el objetivo de **evitar la proliferación de activos varados**, se identificarán las tecnologías que ayuden a proveer el suministro energético bajo en emisiones de GEI, con una mirada crítica para evaluar y evitar inversiones en tecnologías que puedan verse afectadas por su obsolescencia.

Federalización del desarrollo energético

Dado que la organización territorial de Argentina es un sistema federal, la **transición energética se concebirá también desde una perspectiva federal**, a la hora de promover el desarrollo de proyectos de energías renovables o de bajas en emisiones, y así utilizarlos como vehículos para el desarrollo económico y la creación de empleo en todas las regiones del país. Ahondando en este concepto, y buscando facilitar la transición energética a nivel comunitario, desde la administración central **se desarrollarán herramientas y metodologías** que permitan a los provincias y municipios integrar la transición energética en su planificación de manera transversal, para así lograr que la perspectiva de transición energética y cambio climático esté presente en todos los planes y programas regionales, provinciales y/o municipales.

Finalmente, se buscará que las **oportunidades de desarrollo económico e industrial** que brinda la transición energética estén en todo el territorio nacional, para lo que se definirán planes regionales de desarrollo industrial que hagan crecer industrias en torno a proyectos y tecnologías que serán protagonistas en la transición, como pueden ser industrias de fabricación, operación y mantenimiento de equipos de generación de energías limpias o bajas en emisiones o de redes eléctricas, así como el desarrollo de su cadena de valor.

Desarrollo de hidrógeno bajo en emisiones

Se prevé que el hidrógeno bajo en emisiones y sus derivados sean clave para la descarbonización, pese a que en la actualidad todavía no son competitivos por sus altos costes. Por ello se dedicarán esfuerzos al estudio y su posible integración en la planificación energética, **desarrollar la cadena de valor del hidrógeno**, fortaleciendo la **investigación y el desarrollo** de la producción de hidrógeno verde o bajo en emisiones, así como sus derivados en el país.

Siendo que hoy se prevé una mayor demanda internacional de hidrógeno verde, se incentivará en mayor medida la producción de este **hidrógeno y sus derivados de cara a su exportación**, pudiendo seguir produciendo hidrógeno azul para aquellos mercados que lo demanden. El hidrógeno bajo en emisiones y sus derivados podrá ayudar también a cubrir parte de la demanda local.

En este sentido, se identificarán los polos de consumo y exportación del hidrógeno y sus derivados, a medio y largo plazo, y **se fomentará la creación de hubs o clústeres de hidrógeno** que permitan compartir costes de infraestructura y acerquen puntos de generación y consumo de manera eficiente.



Movilidad sostenible

La transformación del sector de transporte hacia un modelo bajo en emisiones será necesaria para lograr la descarbonización del sector energético en su conjunto. Si bien es cierto que las competencias sobre este sector pertenecen al Ministerio de Transporte, desde la Secretaría de Energía se apoyará e incentivará esa transformación. De esta manera, se apoyará el impulso de la **transformación del modelo de transporte hacia uno más eficiente**, mediante la renovación del parque automotor, el fomento a vías de transporte sostenibles (desplazamiento a pie o en bicicleta) y el trabajo a distancia.

Como solución de transición a **corto y medio plazo, se impulsará la adopción de gas como sustituto de combustibles más contaminantes** para su uso final en el transporte. En lo relativo al transporte carretero, **se incentivará el progresivo aumento de la cuota del vehículo eléctrico** en el parque automovilístico y buses. Además, se estudiará la posibilidad de ir incrementando paulatinamente el corte de biocombustible.

De esta manera se fomentará el trabajo en las **líneas estratégicas previstas por el Ministerio de Transporte** en relación a la Planificación de la Movilidad Urbana Sostenible, la masificación del uso de vehículos eléctricos, la Planificación Intermodal eficiente del Transporte y la adaptación de la operación y la infraestructura al cambio climático.

Transición justa e inclusiva

La transición energética se concibe desde el conocimiento de la realidad del país y poniendo en el centro a la población. Es por ello por lo que la condición imprescindible para llevarla a cabo es que sea **justa e inclusiva**. Desde el Gobierno se compromete a trabajar en la definición del concepto de pobreza energética ajustado a las realidades de cada territorio que conforma el país y en el diseño **y despliegue una estrategia para la reducción de la pobreza energética**, apoyada en sistemas de evaluación y monitoreo adecuados, con el objetivo de erradicar la pobreza energética en Argentina en el medio-largo plazo. Esta estrategia vendrá acompañada por un estudio periódico del impacto distributivo de las medidas contempladas en la estrategia, de tal manera que sirva como retroalimentación para rediseñar e incluir nuevas medidas, siendo por tanto concebida esta estrategia como una herramienta dinámica.

La transición energética también traerá consigo la oportunidad de creación de empleo asociado al sector energético y a otros sectores que lo rodean. Las nuevas dinámicas del sector generarán nuevas necesidades de personal cualificado y, para dar respuesta a ello, se diseñarán y ofrecerán programas de capacitación continua, tratando de aplicar una perspectiva de género a los mismos con la finalidad de **reducir la brecha de género** en este sector. Además, se pondrá el foco en la capacitación de los trabajadores de determinadas partes del sector energético (como los empleos asociados a los hidrocarburos) que se podrían ver negativamente impactadas por disminución o cese de su actividad, con el objetivo de minimizar los costes sociales de la transición y prevenir que nadie se quede atrás en este proceso. Además, se priorizará la provisión de apoyo a las comunidades donde los impactos negativos (incluyendo la pérdida de puestos de trabajo) como resultado de la transición energética sostenible, son relativamente mayores. Este apoyo incluirá, entre otras cosas, mecanismos de apoyo (financiero, técnico, administrativo, etc.) para inversiones en proyectos energéticos comunitarios, y protocolos y sistemas adecuados para interactuar con comunidades locales.

Por otro lado, la **integración de la perspectiva de género** en el proceso es de vital importancia para lograr una transición energética justa. Esto implica el diseño de estrategias de inclusión transversales, para que las necesidades de todas las identidades de género formen parte de la elaboración y la evaluación de las iniciativas, programas y políticas que se desarrollen.



7. Vías potenciales y escenarios de descarbonización energética a 2050 en la Argentina

7.2 Definición de los escenarios

A fin de analizar la posible evolución al 2050, se proponen tres potenciales escenarios, los cuales consisten en diversas combinaciones de políticas tanto de demanda como de oferta. La evaluación de los escenarios se realizó con el modelo de equipamiento óptimo (Optgen de PSR) para el sector eléctrico y un modelo técnico paramétrico para el sector transporte. En todos los casos se consideran proyectos y medidas existentes y en desarrollo, al igual que una visión complementaria para cumplir el objetivo de la segunda NDC. A continuación, se resumen las implicancias de los tres escenarios considerados:

- El **Escenario Base (E1)** tendrá en cuenta las políticas y acciones actuales previstas a nivel nacional, regional y local en el marco del sector energético. En este escenario la tasa de crecimiento de demanda es moderada y la electrificación de nuevos usos es baja. A su vez, se consideran medidas de eficiencia energética que actualmente se encuentran en implementación.
- El **Escenario Optimista (E2)** sumará a las políticas existentes nuevas acciones y tecnologías relacionadas con la descarbonización del sector energético a nivel nacional, regional y local. Este escenario cuenta con un mayor crecimiento de la demanda eléctrica, debido a una mayor electrificación de nuevos usos¹⁹.
- El **Escenario Ambicioso (E3)** adiciona una incorporación acelerada de las tecnologías relacionadas a la descarbonización del sector eléctrico. La diferencia con el escenario optimista radica en que, se prevé una mayor penetración de tecnologías vinculadas a la transición energética debido a mayor madurez de las mismas y a su fomento a través de un impuesto al carbono más elevado. Por tal motivo, se cuenta con una mayor electrificación de nuevos usos. Este escenario junto con medidas extra sectoriales es el más cercano a un escenario Net Zero.

Desde el punto de vista de la demanda se plantean políticas en dos aspectos: por un lado, en el sector transporte, con un modelo técnico paramétrico al cual se incorpora distintos grados de participación de gas natural (GNC y GNL) y de vehículos eléctricos. Por otro lado, los consumos de electricidad y gas natural varían según el porcentaje de electrificación de procesos (transporte, reemplazo de gas e hidrógeno de bajas emisiones). Cabe mencionar que todos los escenarios consideran una mejora de eficiencia en el uso energético tanto en la demanda de gas como eléctrica. Además, todos los escenarios cumplen con los compromisos de emisiones de la segunda NDC.

Además, hasta 2030 se plantea un mayor requerimiento de gas natural y relativamente menores requerimientos de petróleo. A partir de dicho año, la demanda de combustibles fósiles empieza a disminuir gradualmente hasta el 2050.

En cuanto al sector eléctrico, hasta el 2030, la nueva capacidad de generación obedece a proyectos ya identificados y/o actualmente en construcción. A los anteriores se suma nueva capacidad de energía renovable para cumplir los objetivos propuestos en cada escenario. A partir del 2030, el crecimiento del parque de generación hidráulica y nuclear continúa según incorporación de potencia de forma centralizada. El crecimiento de generación térmica y renovable se realiza en base a un modelo de equipamiento óptimo que considera los costos e incentivos asociados a cada tecnología²⁰. Con lo cual, se obtiene que todos los escenarios prevén una participación creciente de energías renovables en la generación eléctrica.

Se destaca que los escenarios elaborados son el resultado de la interacción entre las variables mencionadas y no se

¹⁹Para el sector transporte (movilidad eléctrica y uso de combustibles sintéticos), residencial (calefacción, agua caliente y cocinas) e industrial (tratamientos térmicos, secado, destilación, compresión y cocción).

²⁰El modelo de equipamiento óptimo considera el impuesto a las emisiones de GEI para la generación con combustibles fósiles.



asignan probabilidades de ocurrencia a los mismos, sino que se presentan los resultados de manera imparcial como un insumo para la toma de decisiones de la Secretaría de Energía.

7.3 Objetivos y metas

Los escenarios aquí presentados reflejan metas que podrían ser alcanzadas en base a distintas políticas públicas en materia de descarbonización en la producción de energía. Sin embargo, cabe destacar que los resultados están sujetos a la incertidumbre asociada a las hipótesis y proyección futura de medidas, precios, inversiones, etc. Por tal motivo, se realizarán recalibraciones periódicas a fin de re-alinear los objetivos y escenarios, en caso de ser necesario.

7.2.1 Demanda energética

El establecimiento de proyecciones de demanda a tan largo plazo plantea todo un desafío, más aún cuando esta proyección tiene implícita la necesidad de realizar una transición energética, que en los hechos significa paulatinamente sustituir la demanda final de combustibles fósiles por energéticos que no emiten GEI. Aunque las demandas correlacionan fuertemente a dos proyecciones macro, como son la población y el PBI, dentro de cada una de estas proyecciones se encuentran diversas variables que influyen en mayor o menor medida en las estimaciones de la demanda energética.

Del análisis de las encuestas de gastos de hogares²¹, la tenencia de equipamiento muestra una fuerte disparidad por niveles de ingreso, lo que influye directamente en las demandas energéticas. Se conoce también que existe una correlación entre el PBI per cápita y los niveles de ingreso de las familias, por lo que escenarios con mayor crecimiento de PBI per cápita generan una mayor demanda en los hogares por un crecimiento en los niveles de ingreso. Este tipo de relaciones y proyecciones, están en continua evolución y estudio por parte de la Secretaría de Energía y servirán de base para actualizar las proyecciones de demanda aquí planteadas.

Por el lado del sector transporte, también se plantean enormes desafíos para el estudio y estimación de escenarios de demanda energética a largo plazo, en un contexto de transición. El ejercicio de transición, basándose en el plan nacional de transporte sostenible, implica un cambio sustancial en cómo se mueven las personas y las cargas en nuestro país, priorizando el transporte público y la movilidad sostenible para los pasajeros y el transporte ferroviario y fluvial para cargas, además de todos los cambios tecnológicos que se avecinan. A partir de información de encuestas como ENMODO²² o la matriz origen-destino vial de transporte de cargas²³ se profundizarán los modos de transporte de personas y cargas, de manera de realizar evaluaciones y estimaciones sobre la transición energética del sector transporte.

La demanda de energía que se toma en este documento hasta 2030, considera la demanda eficiente planteada en los lineamientos para un plan de transición energética a 2030 (Res. 1036/2021, Secretaría de Energía). Posteriormente, se prevé que la demanda siga con un crecimiento tendencial que tiene implícito el desarrollo de nuevas medidas de eficiencia energética.

²¹Encuesta Nacional de Gastos de los Hogares 2017-2018: uso hogareño de la energía / 1a ed. - Ciudad Autónoma de Buenos Aires: Instituto Nacional de Estadística y Censos - INDEC, 2022. ISBN 978-950-896-629-2

²²Encuesta de Movilidad Domiciliaria 2018, Buenos Aires Data, <https://data.buenosaires.gov.ar/dataset/encuesta-movilidad-domiciliaria>.

²³Informe Matriz Origen-Destino vial de Transporte de Cargas. Datos Argentina. <https://www.datos.gov.ar/dataset/transporte-informe-matriz-origen-destino-vial-transporte-cargas>



Demanda eléctrica

La demanda eléctrica, en términos agregados, se ha mantenido estable desde 2013, ubicándose entre los 130 TWh y 139 TWh disminuyendo por debajo del 130 TWh en 2019 y 2020. A modo de contexto, en 2022 la demanda agregada fue de 139 TWh, compuesta en un 45% por el segmento residencial (63,1 TWh), seguidas por el conjunto de pequeñas industrias y comercios juntos suman el otro 28% (38,6 TWh), y las industrias grandes representan el 27% (37,1 TWh) restante.

La demanda de energía eléctrica al 2022 fue de 138,7 TWh. Durante el periodo 2023-2030 se considera un incremento del consumo eléctrico del 1,5% anual, alcanzando los 156 TWh al 2030²⁴. Lo anterior considera la aplicación de diversas medidas de eficiencia energética, con lo cual se alcanza un ahorro de hasta 13 TWh (aproximadamente un 8% del total). El sector con mayor crecimiento es el de usuarios residenciales, con un 3,7% de crecimiento anual acumulado, seguido por los usuarios menores e intermedios (1,7% i.a.) y finalmente el de grandes usuarios (0,6% i.a.). Dichos valores fueron estimados mediante una metodología tipo top-down, utilizando como principal variable la relación entre las tasas de crecimiento del PBI y la demanda eléctrica.

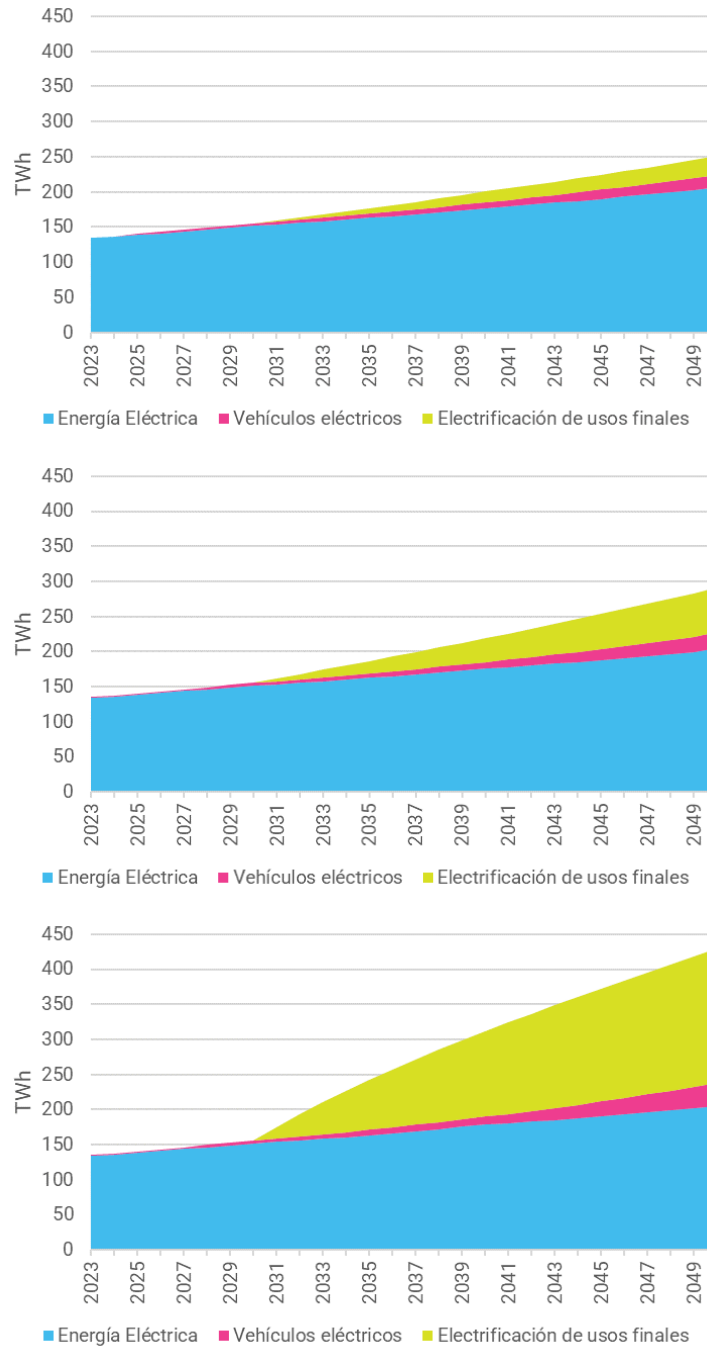
Para el periodo 2030 – 2050, los tres escenarios se empiezan a diferenciar según las consideraciones asumidas en cada uno de ellos.

- **Escenario base:** La demanda eléctrica (sin incluir transporte) base de energía eléctrica continúa creciendo a una tasa promedio anual del 1,6%, con lo cual al 2050 se obtiene una demanda de 206 TWh. A dicha demanda se agrega la generación distribuida junto con una nueva demanda por electrificación de transporte y procesos. La generación distribuida crece continuamente alcanzando una producción de 5 TWh al 2050. La electrificación de transporte se condice con la mayor participación de vehículos eléctricos, los cuales suman un total de 18 TWh al 2050 (Ver Tabla 1). Por otro lado, la electrificación de procesos busca limitar el aumento de consumo de gas natural, manteniéndolo en el valor del 2022. A tal fin, al 2050 se requiere de una demanda de energía eléctrica adicional de 27 TWh. De esta manera, al 2050 se requiere un total de 256 TWh o bien 251 TWh después de netear la generación distribuida.
- **Escenario optimista:** Al igual que en el escenario anterior, la demanda base de energía eléctrica continúa creciendo a una tasa promedio anual del 1,6%, con lo cual al 2050 se obtiene una demanda de 206 TWh. La generación distribuida y la demanda por electrificación de transporte eléctrico corresponden a 5 y 22 TWh al 2050, respectivamente (ver Tabla 1). La electrificación de procesos busca limitar el aumento del consumo de gas natural, el cual disminuye hasta llegar al 66% del valor del 2022. A tal fin, al 2050 se requiere de una demanda de energía eléctrica adicional de 63 TWh. De esta manera, al 2050 se requiere un total de 296 TWh o bien 291 TWh después de netear la generación distribuida.
- **Escenario ambicioso:** Al igual que en el escenario anterior, la demanda base de energía eléctrica continúa creciendo a una tasa promedio anual del 1,6%, con lo cual al 2050 se obtiene una demanda de 206 TWh. La generación distribuida, al igual que en los escenarios anteriores, corresponde a 5 TWh al 2050. La electrificación de transporte se condice con la mayor participación de vehículos eléctricos, los cuales suman un total de 32 TWh al 2050 (ver Tabla 1). La electrificación de procesos busca limitar el aumento del consumo de gas natural, reduciéndolo al 20% del valor del 2022. A tal fin, al 2050 se proyecta una demanda de energía eléctrica adicional de 192 TWh. De esta manera, al 2050 se requiere un total de 435 TWh o bien 430 TWh después de netear la generación distribuida.

²⁴Este valor incluye 4,3 TWh de transporte eléctrico.



Figura 17. Demanda de energía eléctrica para el escenario base (arriba), optimista (medio), Ambicioso (abajo)



Fuente: Elaboración propia a partir de los Lineamientos para un Plan de Transición energética a 2030 (Secretaría de Energía, 2021); Segundo taller sobre el desarrollo de Escenarios de Hidrógeno y PtX (PtX Hub Argentina, 2023) Plan Nacional de Transporte Sostenible (Ministerio de Transporte, 2022)



Demanda de gas natural

Por otra parte, la demanda final de gas natural (excluyendo usinas) rondó en 2022 los 75,9 MMm³/d. Su distribución por sector contiene en primer lugar 33,5 MMm³/d para el sector industrial, seguido por el sector residencial con 28,5 MMm³/d, el consumo de GNC con 6,5 MMm³/d, el sector comercial y público con 4,7 MMm³/d y 2,7 MMm³/d para destilerías. En base a lo anterior, y a los fines de establecer una referencia para la definición de escenarios, se resalta que la demanda de gas no usinas sin incluir transporte corresponde a 69,4 MMm³/d.

A continuación, se detalla la evolución del consumo de gas natural para los tres escenarios. La descripción aquí presentada, se muestra gráficamente en la Figura 18 y la Figura 25.

- **Escenario base:** Se estima que el consumo final de gas natural no usinas para el período 2022–2030 tendría un incremento de 1,1% anual, lo cual incluye una mayor participación del uso de gas en el sector transporte. A partir del 2030 la demanda de gas no usinas (sin incluir transporte) se mantiene en valores del 2022. Con lo cual, la demanda de gas natural no usinas (sin incluir transporte) al 2050 corresponde a 69,4 MMm³/d. Por otro lado, al 2050, la demanda del sector transporte representa 14,5 MMm³/d. Con lo cual se obtiene una demanda de total.²⁵ de gas no usinas de 84,0 MMm³/d.
- **Escenario optimista:** Al igual que el escenario anterior, el consumo final de gas natural no usinas para el período 2022–2030 tendría un incremento de 1,1% anual, lo cual incluye una mayor participación del uso de gas en el sector transporte. A partir del 2030 la demanda de gas no usinas (sin incluir transporte) decrece gradualmente hasta alcanzar una reducción del 33% del valor de 2022. Esto se logra con la sustitución parcial de gas natural con hidrógeno y a la electrificación de usos finales. Con lo cual, la demanda de gas natural al 2050 corresponde a 46,8 MMm³/d. Por otro lado, al 2050, la demanda del sector transporte representa 14,5 MMm³/d. Con lo cual se obtiene una demanda de total de gas no usinas de 61,3 MMm³/d.
- **Escenario ambicioso:** El consumo final de gas natural excluido usinas para el período 2022–2030 tendría un incremento de 2,3% anual, lo cual incluye una mayor participación del uso de gas en el sector transporte. A partir del 2030 la demanda de gas no usinas (sin incluir transporte) decrece gradualmente hasta alcanzar una reducción del 80% del valor de 2022. Esto se logra con la sustitución parcial de gas natural con hidrógeno de bajas emisiones y a una mayor electrificación de usos finales. Con lo cual, la demanda de gas natural al 2050 corresponde a 15,1 MMm³/d. Por otro lado, al 2050, la demanda del sector transporte representa 15,9 MMm³/d. Con lo cual se obtiene una demanda de total de gas no usinas de 31,0 MMm³/d.

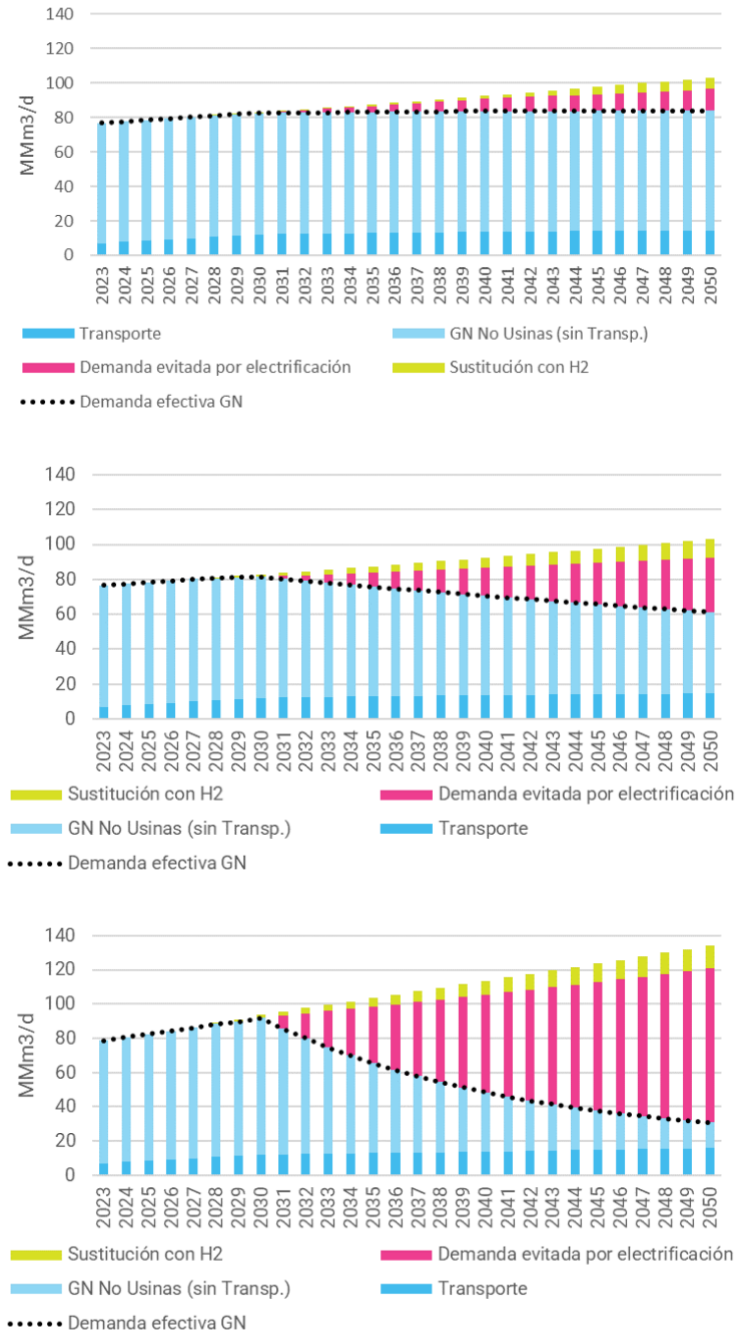
La demanda de gas natural en Argentina está asociada a consumos altamente inelásticos. En un escenario de transición hay que tener en cuenta la dificultad para cambiar la fuente de suministro, sobre todo en hogares existentes. De acuerdo con la figura 18, una sustitución casi completa de la demanda final de gas natural por electricidad, prácticamente duplica la demanda final eléctrica. Por esta razón, en una primera aproximación a esta sustitución, se plantea un escenario donde la demanda de uso final de gas natural es reemplazada por generación distribuida. No obstante, se continúa la realización de estudios y análisis sobre los límites del reemplazo y las mejores tecnologías para alcanzar estos objetivos.

En todos los escenarios, la electrificación de los usos finales actualmente abastecidos por gas natural se satisface mediante nueva generación de energía renovable ubicada en cercanías de los centros de demanda. Ello requiere de inversiones adicionales en el sistema de distribución.

²⁵La demanda total no incluye las categorías "Pérdidas" y "No Aprovechamientos" del balance de energía secundario. Sin embargo, se considera a los fines de estimar la producción necesaria. Al 2050, dichas categorías representan cerca de 10, 7 y 2 MMm³/d para los escenarios base, optimista y ambicioso.



Figura 18. Demanda de gas no usinas para el escenario base (arriba), optimista (medio) y ambicioso (abajo)



Fuente: Elaboración propia a partir de los Lineamientos para un Plan de Transición energética a 2030 (Secretaría de Energía, 2021); Segundo taller sobre el desarrollo de Escenarios de Hidrógeno y PtX (PtX Hub Argentina, 2023) Plan Nacional de Transporte Sostenible (Ministerio de Transporte, 2022)



Demanda del sector transporte

Para el sector de transporte en Argentina en el contexto de la transición energética se utilizó un modelo técnico paramétrico. Este modelo permitió integrar los datos recolectados sobre el parque vehicular, el consumo de combustible y las emisiones de gases de efecto invernadero generadas por cada segmento de transporte.

Para el análisis del sector vial, se llevó a cabo un análisis bottom-up que se centró en el stock de vehículos. Se recolectaron datos detallados sobre el parque vehicular existente, las características técnicas y operativas de los vehículos y los patrones de uso. A partir de esta información, se desarrollaron proyecciones detalladas del parque vehicular y del consumo de combustible para cada escenario considerado.

En el caso de los sectores ferroviario, aéreo y marítimo, se llevó a cabo un análisis top-down, utilizando proyecciones de la demanda total para cada segmento de transporte. Se consideraron factores como el crecimiento económico, la evolución demográfica y las tendencias del mercado para desarrollar proyecciones detalladas del consumo de combustible y las emisiones de gases de efecto invernadero generadas por cada sector.

Finalmente, se enfocó en la integración de vehículos eléctricos en el sistema eléctrico, la curva de carga y la infraestructura de recarga de estos vehículos, mediante la modelización detallada de la demanda de energía eléctrica regionalizada generada por estos vehículos y la evaluación de las implicancias para la infraestructura de carga. La Tabla 1 resume la participación de las distintas tecnologías en el sector transporte para los tres escenarios propuestos.

El sector del transporte es responsable de aproximadamente el 33% del consumo total de energía en el país y representa la segunda fuente más grande de emisiones de GEI, con una participación de alrededor del 14% de las emisiones totales para el año 2018. En términos de segmentos de transporte, el sector vial es el mayor emisor de GEI, representando alrededor del 94% de las emisiones de transporte, seguido por los sectores aéreo y marítimo. La obsolescencia de la flota de vehículos y la dependencia del transporte vial son algunos de los principales factores que contribuyen a la situación actual del sector del transporte.

1. Transporte automotor: la flota de vehículos se compone principalmente de automóviles, camiones y motocicletas. Según datos del Registro Nacional de la Propiedad del Automotor (RNPA), a finales de 2022, la cantidad de vehículos registrados en el país era de 25 millones, de los cuales el 59,2% eran automóviles, el 38,4% motocicletas, el 2% camiones y el 0,26% autobús.

El consumo total de energía en el sector del transporte según datos del balance energético, en 2022, fue de 710 PJ (16.958 kTEP). De los diferentes modos de transporte, los automóviles representan la mayor parte del consumo de energía, con un 56% del total, seguidos por los camiones, con un 28%. Las motocicletas representan el 5% del consumo de energía, mientras que los autobuses representan el 4%. El transporte automotor es responsable de alrededor de 48 millones de toneladas de CO₂ equivalente. Entre los diferentes modos de transporte, los automóviles son responsables de la mayor parte de las emisiones, con alrededor del 59%, seguidos por los camiones con el 31%, motocicletas con el 6% y autobuses con el 4%.

2. Transporte aéreo: El transporte aéreo en Argentina ha experimentado un crecimiento sostenido en las últimas décadas, con un aumento en la demanda de pasajeros y en los ingresos por pasajes. En cuanto al consumo de energía, se estima que el sector consumió alrededor de 25 PJ (597 kTEP), mientras que las emisiones de gases de efecto invernadero alcanzaron aproximadamente 1,9 millones de toneladas de CO₂ equivalente. Cabe señalar que la pandemia de COVID-19 ha tenido un impacto significativo en el sector de la aviación, con una disminución de la demanda debido a las restricciones de viaje y la disminución de la actividad económica en general.
3. Transporte Marítimo: La mayor parte del comercio exterior del país, se realiza vía transporte marítimo. En 2022, se transportaron alrededor de 49.500 millones de toneladas-km de carga marítima. En cuanto a la energía consumida, el transporte marítimo consume cerca de 13 PJ (310 kTEP), principalmente combustibles como el gasoil y bunker, generando 0,9 millones de emisiones de CO₂ equivalente.



4. Transporte ferroviario: El sector ferroviario en Argentina ha experimentado un aumento en la demanda de transporte de carga y de pasajeros en los últimos años. En 2022, se transportaron alrededor de 4,3 miles millones de toneladas-kilómetro de carga y más de 5 miles millones de pasajeros en trenes de cercanía y de larga distancia. En términos de consumo de energía, los trenes son una de las formas más eficientes de transporte, consumiendo alrededor de 20 veces menos energía que un automóvil para transportar la misma cantidad de carga o pasajeros. El transporte ferroviario también tiene emisiones relativamente bajas en comparación con otros medios de transporte.

En cuanto a las políticas ligadas a la transición energética, se espera la introducción de nuevas tecnologías en el parque automotor. Con ello se busca una adopción gradual de vehículos eléctricos, híbridos y otros vehículos más eficientes en términos de consumo de combustible. Además, se consideran políticas que fomenten el mayor uso de biocombustibles, mediante un incremento del porcentaje de corte en la mezcla de combustibles fósiles en el sector de transporte. Finalmente, se consideran aumentos de eficiencia en el sector de transporte, que se espera que se logren a través de la implementación de políticas de gestión del tráfico y de la infraestructura de transporte, así como de la promoción de alternativas de transporte más sostenibles.

La Tabla 1 contiene el crecimiento y distribución de vehículos proyectada para el parque automotor. Por otro lado, la Figura 20 contiene el consumo de combustible para los distintos escenarios. De estos resultados se puede concluir que la matriz energética del sector de transporte para los tres escenarios presenta una mayor participación de biocombustibles. Sin embargo, el aumento de la electrificación de los vehículos ligeros, motocicletas, automóviles y vehículos de carga ligera, conduce a la reducción de los biocombustibles en el tiempo. Por otro lado, la electricidad presenta un aumento constante a lo largo del tiempo en los tres escenarios, siguiendo la lógica del aumento de la flota de vehículos eléctricos. El Gas Natural Licuado (GNL) también presenta un comportamiento similar, mientras que el Gas Natural Comprimido (GNC), por su parte, pierde mercado frente a los buses eléctricos en el escenario ambicioso. Se destaca que el escenario ambicioso presenta una reducción mayor en el consumo de energía en comparación con el escenario base y optimista, lo que indica un mayor avance hacia una transición energética más sostenible en el sector de transporte.

Tabla 1. Parque automotor y participación de vehículos por tecnología

Tecnología	2022	Escenario base			Escenario optimista			Escenario ambicioso		
		2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050
Vehículos										
Vehículos (MM)	14.8	20.1	21.8	23.1	20.1	21.8	23.1	20.1	21.8	23.1
Eléctricos	0%	1%	7%	29%	1%	11%	40%	1%	13%	66%
Híbridos	0%	1%	6%	7%	1%	9%	10%	1%	9%	1%
Flex	0%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	14%
GNC	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%
Diesel	30%	20%	16%	14%	20%	16%	5%	14%	11%	5%
Nafta	56%	35%	28%	7%	35%	21%	2%	42%	24%	1%
Motos										
Motos (MM)	10	12	13	13	12	13	13	12	13	13
Eléctricas	0%	2%	13%	36%	3%	20%	50%	5%	25%	67%
Nafta	100%	98%	87%	64%	97%	80%	50%	95%	75%	33%
Buses										
Buses (M)	64	87	95	100	87	95	100	87	95	100
B100	2%	5%	8%	11%	5%	8%	11%	5%	8%	11%
Eléctricos	0%	20%	31%	41%	20%	31%	41%	26%	42%	58%
GNC	0%	14%	21%	28%	14%	21%	28%	7%	10%	12%
Diesel	98%	61%	40%	20%	61%	40%	20%	61%	40%	19%



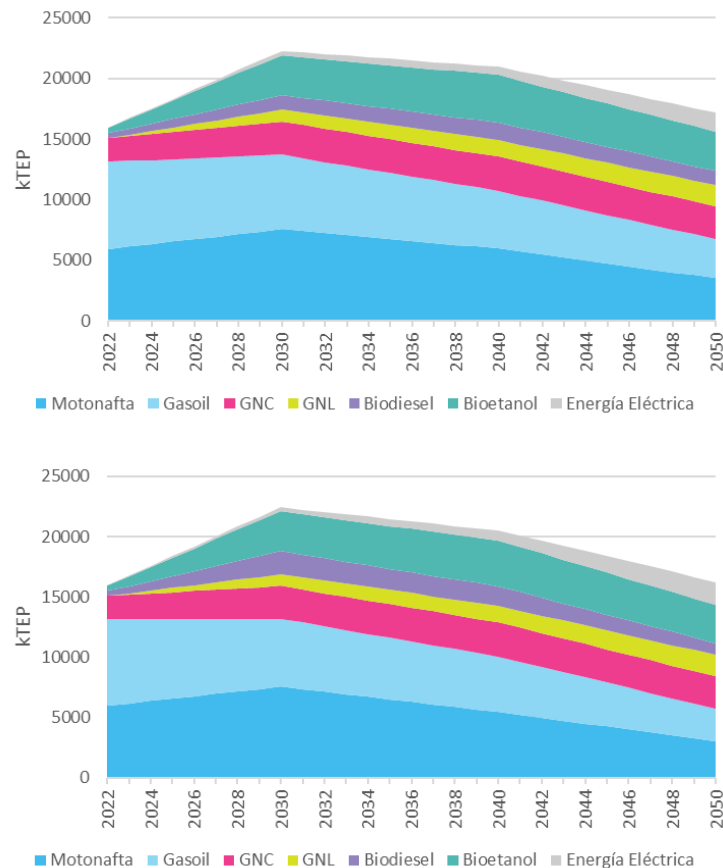
Tecnología	2022	Escenario base			Escenario optimista			Escenario ambicioso		
		2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050
Camiones										
Camiones (M)	521	707	768	812	707	768	812	707	768	812
Eléctricos	0%	6%	8%	11%	6%	8%	11%	6%	9%	13%
GNC	0%	1%	2%	2%	1%	2%	2%	1%	2%	2%
GNL	0%	20%	29%	40%	20%	29%	40%	20%	31%	48%
Diesel	100%	73%	62%	47%	73%	62%	47%	73%	59%	37%

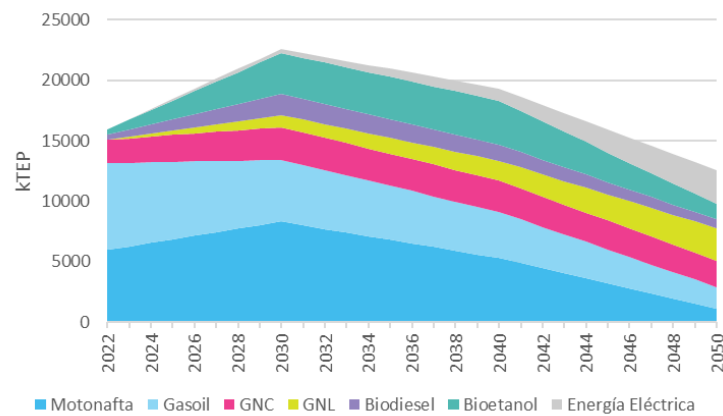
Fuente: elaboración propia a partir del modelo desarrollado y el Plan Nacional de Transporte Sostenible (Ministerio de Transporte, 2022).

B100: Combustible con 100% biodiesel. GNC: Gas Natural Comprimido, GNL: Gas Natural Licuado.

La Figura 19 contiene la participación de los distintos combustibles para los tres escenarios planteados. En todos los casos se observa un primer crecimiento de la demanda de energía del sector transporte, seguido por una disminución de la misma a partir del 2030. Esto se debe a dos motivos: primero, la introducción de nuevas tecnologías en el parque vehicular, lo que sugiere que se espera una adopción gradual de vehículos eléctricos, híbridos y otros vehículos más eficientes en términos de consumo de combustible; segundo, la implementación de políticas de gestión del tráfico y de la infraestructura de transporte, así como de la promoción de alternativas de transporte más sostenibles.

Figura 19. Participación en el consumo de energía de los distintos combustibles para el escenario base (arriba), optimista (medio) y ambicioso (abajo)



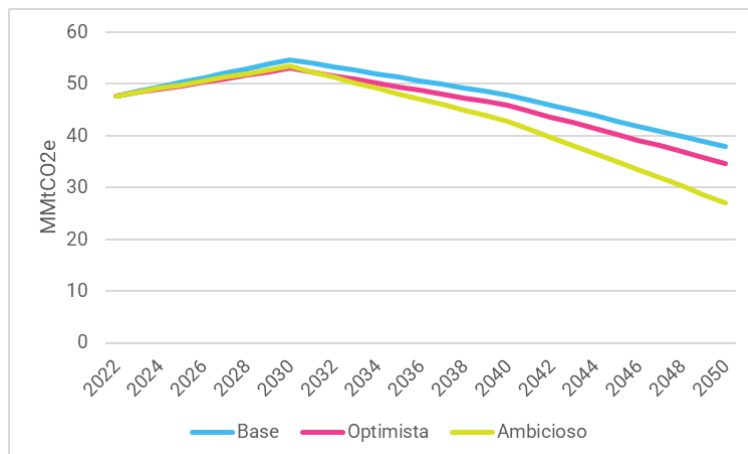


Fuente: Elaboración propia a partir del modelo desarrollado y el Plan Nacional de Transporte Sostenible (Ministerio de Transporte, 2022).

Finalmente, la Figura 20 contiene las emisiones totales del sector transporte. De los resultados se puede concluir que al comparar las emisiones del 2050 con el 2022, se espera una reducción del 22, 28 y 44% de emisiones para los escenarios base, optimista y ambicioso, respectivamente.

Para alcanzar las metas de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en el sector del transporte, es importante considerar otras alternativas que no fueron cuantificadas en el estudio, como la transferencia modal hacia medios de transporte más sostenibles y eficientes, y el uso de biocombustibles de segunda generación. Estas alternativas podrían desempeñar un papel clave en la transición hacia una economía de baja emisión de carbono en el sector del transporte.

Figura 20. Emisiones del sector transporte para los tres escenarios



Fuente: Elaboración propia a partir del modelo desarrollado y el Plan Nacional de Transporte Sostenible (Ministerio de Transporte, 2022).



Resumen de parámetros

A continuación, se detallan los supuestos bajo los que se elaboran los escenarios junto con los principales resultados:

Tabla 2. Consideraciones para los distintos escenarios analizados.

Parámetro	Año	Base (E1)	Optimista (E2)	Ambicioso (E3)
Crecimiento PBI (%)	2030	2	2	2
	2040	2	2	2
	2050	2	2	2
Crecimiento de la población (%)	2030	0,9	0,9	0,9
	2040	0,7	0,7	0,7
	2050	0,7	0,7	0,7
Demanda eléctrica ²⁶ sin incluir generación distribuida (TWh)	2030	155	155	155
	2040	200	219	312
	2050	251	291	429
Demanda de gas natural no usinas ²⁷ (MM m3/d)	2030	82	82	92
	2040	84	71	48
	2050	84	61	31
Demanda de gas Usinas (MM m3/d)	2030	34	35	36
	2040	21	9	7
	2050	21	10	8
Demanda de combustibles líquidos sin transporte (kbb/d)	2030	193	182	148
	2040	193	150	64
	2050	193	123	28
Demanda de H2 de bajas emisiones	2030	20	100	140
	2040	120	440	600
	2050	500	800	1000
Corte con bioetanol (%)	2030	15	15	15
	2040	27	27	27
	2050	27	27	27
Corte con biodiesel (%)	2030	12,5	20	20
	2040	18	20	20
	2050	20	20	20
Participación de energía renovable (%)	2030	57	55	54
	2040	76	81	83
	2050	80	84	87
Generación renovable de fuentes consideradas en la Ley N° 27.191 ²⁸ (%)	2030	30	30	30
	2040	43	54	56
	2050	53	58	59
Ganancias de eficiencia acumulada – Transporte automotor (%)	2030	2,0	2,0	2,0
	2040	8,5	8,5	16
	2050	15	15	30
Ganancias de eficiencia acumulada – Transporte aéreo (%)	2030	1,5	1,5	3,0
	2040	1,5	1,5	3,0
	2050	1,5	1,5	3,0
Ganancias de eficiencia acumulada – Transporte marítimo (%)	2030	2,0	2,0	2,0
	2040	5,0	5,0	8,5
	2050	8,0	8,0	15
Ganancias de eficiencia acumulada – Transporte ferrocarril (%)	2030	1,5	1,5	2,0
	2040	1,5	1,5	2,0
	2050	1,5	1,5	2,0

Fuente: Elaboración propia a partir del modelo desarrollado; a INDEC; al Plan Nacional de Transporte Sostenible (Ministerio de Transporte, 2022); a Lineamientos para un Plan de Transición energética a 2030 (Secretaría de Energía, 2021); Segundo taller sobre el desarrollo de Escenarios de Hidrógeno y PtX (PtX Hub Argentina, 2023).

²⁶Incluye demanda de energía eléctrica, transporte eléctrico y electrificación de usos finales.

²⁷Incluye transporte.

²⁸No incluye hidroeléctricas de más de 50 MW.



La tasa de crecimiento del PBI se asume igual en los tres escenarios a efectos de hacer comparables los mismos. Se debe mencionar que, si bien los escenarios Optimista y Ambicioso presentan mayor nivel de exportaciones de GNL e hidrógeno de bajas emisiones que el escenario base, en los tres escenarios el sector energético contribuye con la estabilidad macroeconómica generando mejores condiciones para un crecimiento sostenible del PIB a 2050. A su vez, los escenarios Optimista y Ambicioso son más demandantes de inversiones y divisas, y el impuesto al CO₂ es mayor que en el escenario base, lo cual podría tener un impacto negativo en el PBI y en la distribución de los ingresos (Grupo Banco Mundial, 2022). El alcance y profundidad de los efectos de corto y largo plazo y cómo podrían evolucionar estas tensiones requieren ser evaluados en profundidad en futuros estudios.

7.2.2 Oferta energética

La oferta de energía considera los lineamientos para un plan de transición energética a 2030. Posteriormente, se proyecta el crecimiento de la oferta para acompañar la demanda.

Oferta de energía eléctrica

Para cumplir con los objetivos climáticos, la expansión del sistema eléctrico durante la próxima década deberá realizarse bajo la premisa de disminuir la intensidad de emisiones en la generación, sobre la base de la incorporación de tecnologías bajas en emisiones de carbono y mejorando la eficiencia de todo el parque generador. Se espera así poder revertir la predominancia de las fuentes fósiles en la generación de electricidad. Se fundamenta entonces un sendero de incorporación de potencia al 2030 en el que la gran mayoría de la nueva potencia provendría de fuentes energéticas limpias.

El escenario propuesto considera un aumento de la participación de las energías renovables en la matriz eléctrica, hasta lograr el 30% de generación renovable al 2030. Este escenario es consistente con las tendencias actuales y los requerimientos de potencia que surgen del sistema por los incrementos esperados de la demanda eléctrica, e implicaría una incorporación de nueva potencia instalada por un total cercano a los 14.200 MW. El camino hacia 2030 nos encuentra con una serie de proyectos de inversión en materia de potencia instalada de generación eléctrica que necesitan desarrollarse para obtener una matriz energética robusta, que satisfaga las proyecciones de demanda para ese entonces. Estos proyectos de inversión tienen distintos grados de avance, pudiendo estar en estudio, en proceso de licitación, adjudicación, o incluso ya en ejecución. La mayoría de estos corresponden al complejo hidroeléctrico (2.500 MW.²⁹), térmico (3.399 MW.³⁰) y nucleoelectrico (700 MW). En este sentido, la potencia considerada hasta 2030 se basa en la incorporación de potencia proveniente de las obras que ya se encuentran en proceso de ejecución con cierto grado de avance y que se espera con un elevado grado de certeza que para 2030 hayan incorporado la potencia esperada a la matriz de generación eléctrica nacional.

La proyección a 2050 proviene de una planificación centralizada en el caso de generación hidroeléctrica y nuclear. Las energías solar y eólica adicionan capacidad en base al recurso disponible, capacidad de transporte y objetivo de penetración de dichas tecnologías. La generación térmica queda como remanente y su incorporación depende de necesidades de reserva, la cual compite con sistemas de almacenamiento. Por otro lado, se considera también la nueva capacidad de potencia renovable para reemplazar el uso de gas.

²⁹De los cuales 100 MW corresponden a PAH.

³⁰De los cuales 3.000 MW corresponden a una nueva licitación térmica que busca aumentar la capacidad para cubrir los picos de demanda, además de reemplazar generación existente ineficiente.



Tabla 3. Instalación de nueva capacidad del sector eléctrico para los distintos escenarios.

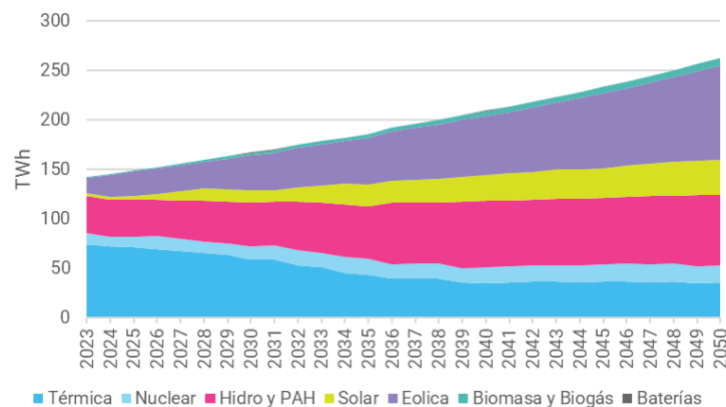
Tecnología (En MW)	Nueva potencia al 2050		
	Base	Optimista	Ambicioso
Térmicas	4.119	3.399	3.399
Nuclear	5.820	5.820	5.820
Hidro	10.046	10.046	14.150
PAH	500	500	500
Biomasa y biogás	1.007	1.142	1.135
Eólica	20.349	26.135	31.718
Solar	12.157	11.017	12.429
Baterías	420	644	785
Total (MW)	54.418	58.702	69.936

Fuente: elaboración propia a partir de los proyectos en desarrollo, proyectos ya convenidos, licitaciones en curso y futura generación según las hipótesis consideradas en los distintos escenarios.

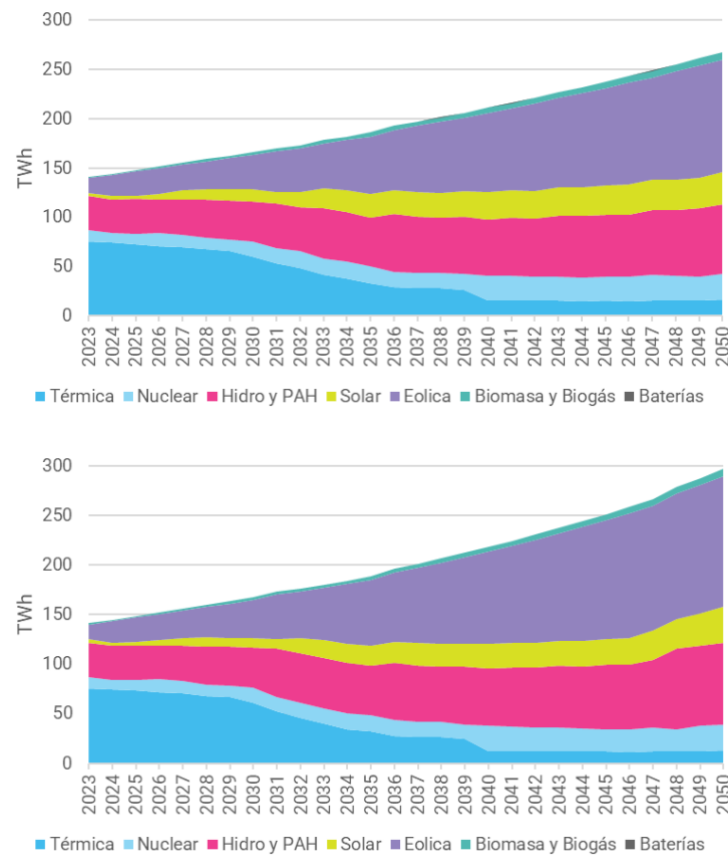
La Tabla 3 contiene la nueva capacidad instalada para los tres escenarios considerados. De la misma se observa que los escenarios optimistas y ambicioso poseen una mayor potencia renovable (hidro, biomasa, eólica, solar) y una menor potencia térmica. La nueva potencia térmica corresponde principalmente a la planeada licitación de 3.000 MW térmicos que busca aumentar la capacidad del sistema para satisfacer picos de demanda y reemplazar generación ineficiente. Además, los escenarios optimista y ambicioso incorporan en mayor medida sistemas de almacenamiento a baterías. Esto se atribuye a que la variabilidad de generación renovable no despachable (solar y eólica) genera una mayor variabilidad del precio de la energía, lo cual favorece la operación de los sistemas de almacenamiento. A esto se suma que el escenario ambicioso considera un mayor costo de emisiones y una mayor madurez tecnológica de las tecnologías de la transición energética, lo cual fomenta en mayor medida la generación renovable y los sistemas de almacenamiento.

La Figura 21 contiene la generación bruta³¹ asociada a las distintas tecnologías. Para todos los escenarios, el despacho de la generación renovable aumenta continuamente mientras que la generación térmica sigue disponible a fines de brindar servicios de reserva y cuyo despacho es el fuelle remanente para abastecer la demanda.

Figura 21. Generación bruta por tecnología para el escenario base (arriba), optimista (medio), ambicioso (abajo)



³¹En el caso de baterías, como de centrales hidroeléctricas de bombeo, la energía no es generada, sino la efectivamente entregada.



Fuente: elaboración propia a partir de los resultados del modelo de despacho y las hipótesis de Lineamientos para un Plan de Transición energética a 2030 (Secretaría de Energía, 2021) e hipótesis adicionales consideradas para la transición energética.

Oferta de energía renovable

Argentina cuenta con excelentes recursos renovables que se pueden aprovechar para la transición energética. A tal fin, los escenarios considerados prevén un aumento de nueva capacidad en base a centrales de generación renovable con fecha de operación comercial y futuras a fin de cumplir los objetivos existentes (Ley N° 27.191 y Lineamientos para un Plan de Transición Energética).

La generación hidroeléctrica cuenta con un plan de expansión que abarca entrada de centrales hasta el 2030. Posterior a este año, se considera que se incorpora nueva capacidad a fin de mantener una participación cercana al 25%.

Por otro lado, la incorporación de generación renovable mencionada en la Ley N° 27.191, se centra en las centrales existentes y futuras requeridas para cumplir con el objetivo al 2025. Posterior a esta fecha, se adiciona nueva capacidad a fin de contar con una penetración de al menos 30% en el 2030³². Luego, la expansión del parque se plantea que se realiza en base a futuras licitaciones y señales de mercado que consideran una potencial reducción del costo de inversión de estas tecnologías³³. Además se consideran distintas alternativas de aplicación del impuesto a los combustibles líquidos y al carbono, actualmente regulados por la Ley N° 27.430 que impone impuestos a los combustibles líquidos y al carbono. Esto tornará aún más competitivas a la generación renovable, frente a la

³²Los Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030, publicado por la resolución 1036/2021, consideran que al 2030 se alcanza una penetración de energía renovable entre 20 y 30%. En este sentido, el presente documento es más ambicioso y de mínima al 2030 representa el 30%.

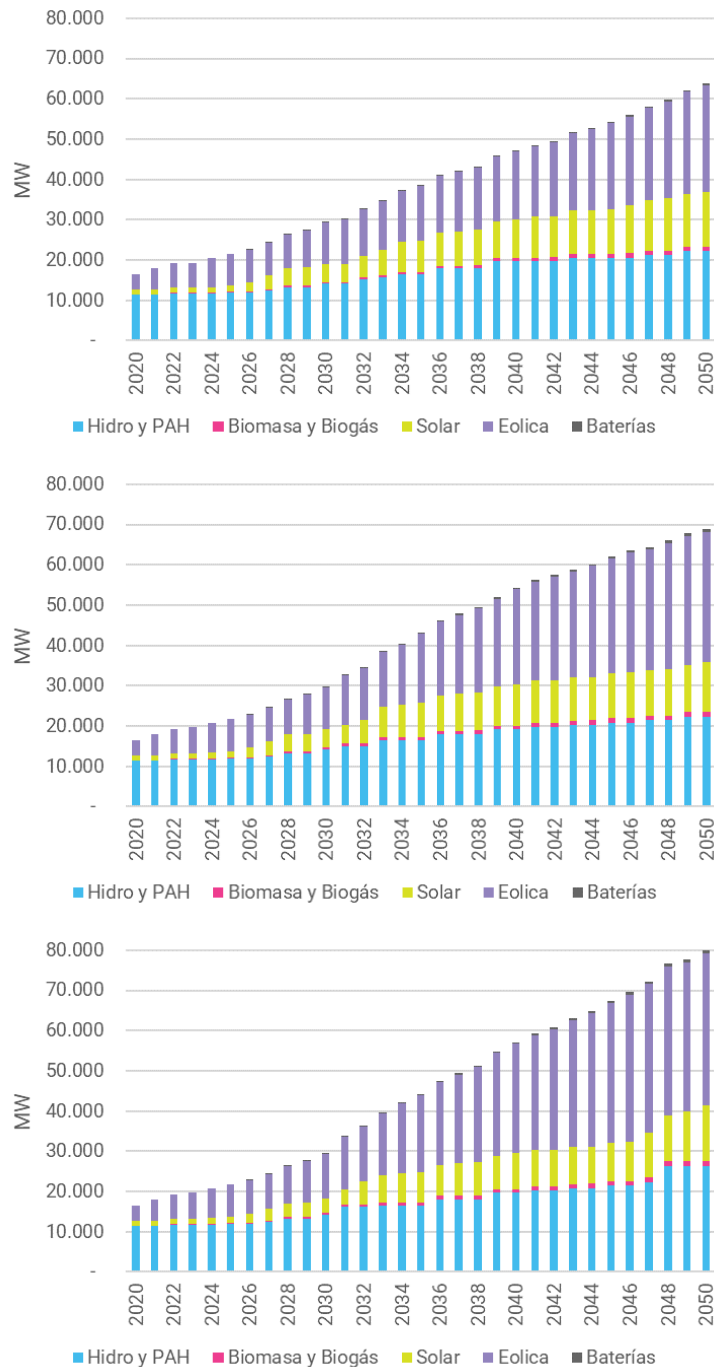
³³Dichos costos se basan en las proyecciones de NREL, considerando la evolución moderada para el escenario base y optimista; y la evolución acelerada para el escenario ambicioso.



generación basada en combustibles fósiles.

La Figura 22 contiene la capacidad renovable considerada para los distintos escenarios. Como era de esperar, el escenario optimista proyecta más capacidad renovable que el escenario base, al igual que el escenario ambicioso propone una mayor capacidad que el escenario optimista.

Figura 22. Nueva capacidad de generación renovable para el escenario base (arriba), optimista (medio), ambicioso (abajo)



Fuente: elaboración propia a partir de los resultados del modelo de despacho y las hipótesis de Lineamientos para un Plan de Transición energética a 2030 (Secretaría de Energía, 2021) e hipótesis adicionales consideradas para la transición energética.

Adicionalmente a la nueva capacidad de generación renovable aquí mencionada, se requiere de nueva capacidad para cubrir la producción de hidrógeno y la electrificación de usos finales ligados al reemplazo de gas natural. El detalle



de dicha capacidad se desarrolla en las secciones correspondientes.

Oferta de hidrógeno

El hidrógeno bajo en emisiones representa una oportunidad de inversiones y crecimiento para la Argentina, en especial por el gran número usos potenciales, el aumento de la demanda mundial de energía limpia y el desarrollo de las energías renovables ligadas a la producción. La proyección de producción, demanda local y exportaciones surge de los escenarios de compromisos actuales, transición avanzada y net zero planteados por el estudio PtX. Por otro lado, el proyecto de Ley existente actualmente considera la promoción de hidrógeno de bajas emisiones, lo cual incluye hidrógeno producido con fuentes renovables, energía nuclear y con combustibles fósiles que cuenten con captura de gases de efecto invernadero. El desarrollo de uno u otro dependerá no solo de las condiciones nacionales, sino de las limitaciones y regulaciones internacionales, las cuales pueden llegar a favorecer o no al hidrógeno producido con energía renovable por sobre las otras alternativas.

La Tabla 4 contiene la producción y exportación de hidrógeno de bajas emisiones para los distintos escenarios. La diferencia entre ambos valores corresponde a la demanda local, siendo la atención de la demanda local prioritaria por sobre las exportaciones.

Tabla 4. Oferta y exportación de hidrógeno de bajas emisiones para los distintos escenarios

Parámetro	Año	Base	Optimista	Ambicioso
Producción de hidrógeno de bajas emisiones (ktH2/año)	2030	20	100	140
	2040	220	620	860
	2050	700	1.540	2.880
Exportaciones de hidrógeno de bajas emisiones (ktH2/año)	2030	10	18	26
	2040	100	180	260
	2050	200	740	1.880

Fuente: elaboración propia a partir de los proyectos ya convenidos;
Segundo taller sobre el desarrollo de Escenarios de Hidrógeno y PtX (PtX Hub Argentina, 2023).

A modo práctico, se consideran las inversiones y capacidades necesarias para suplir la demanda local y exportaciones a partir de hidrógeno producido con electrolizadores a partir de energía renovable. Esto de ninguna manera representa la única opción viable, siendo el hidrógeno producido con energía nuclear o a partir de combustibles fósiles y captura de emisiones opciones viables bajo el proyecto de Ley de promoción del hidrógeno de bajas emisiones de carbono y otros gases de efecto invernadero. En este sentido, dichos procesos productivos pueden capturar parte de la producción de hidrógeno.

La capacidad de electrolizadores requerido se estimó en base a la producción de hidrógeno requerida. La misma considera factores de planta constantes para todo el periodo. El consumo de energía se estima en base a eficiencias típicas de electrolizadores y su posible evolución. Los valores anteriores se toman en base a reportes de IEA.³⁴ e IRENA.³⁵ Finalmente, la potencia requerida para el parque de generación renovable se estima considerando la energía requerida y los factores de planta típicos de la energía solar y eólica en Argentina. No se incluyen otras tecnologías debido a que la competitividad del hidrógeno producido con electrolizadores depende en gran medida del costo de producción de energía lo cual limita el uso de otras tecnologías menos competitivas.

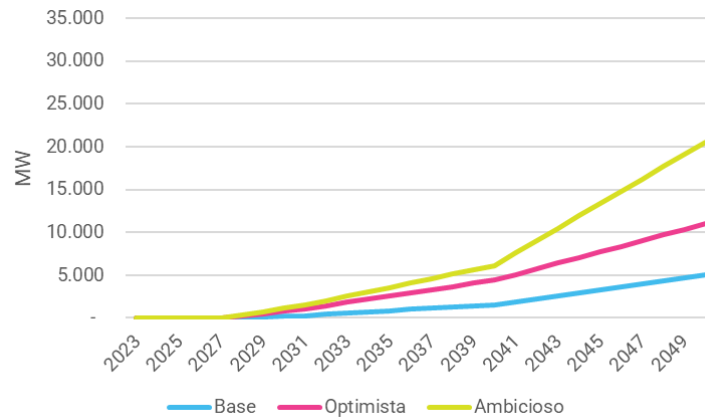
La Figura 23 y Figura 24 contienen la potencia acumulada de electrolizadores y generación renovable requerida para los distintos escenarios, respectivamente. Los costos de inversión asociados a estos consideran la reducción esperada en las inversiones de electrolizadores y generación solar y eólicas en base a reportes de IEA, IRENA y NREL.

³⁴The future of hydrogen, 2021.

³⁵Green hydrogen cost reduction, technical report, 2020.

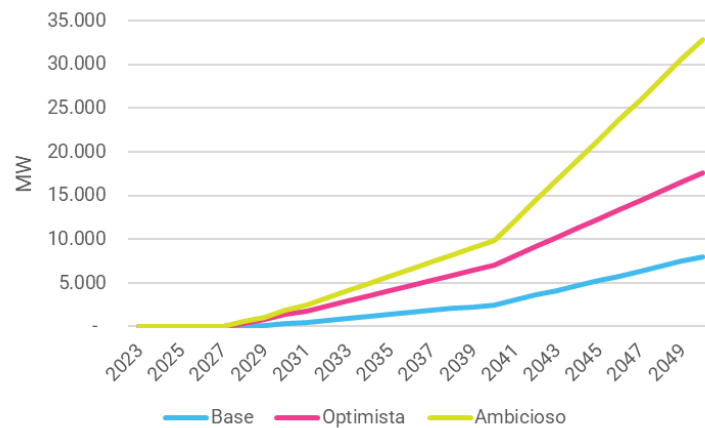


Figura 23. Nueva capacidad de electrolizadores para la producción de hidrógeno en los distintos escenarios



Fuente: elaboración propia a partir de los proyectos ya convenidos; Segundo taller sobre el desarrollo de Escenarios de Hidrógeno y PtX (PtX Hub Argentina, 2023); Evolución de electrolizadores en base a reportes de IRENA e IEA.

Figura 24. Nueva capacidad de generación renovable para la producción de hidrógeno en los distintos escenarios



Fuente: elaboración propia a partir de los proyectos ya convenidos; Segundo taller sobre el desarrollo de Escenarios de poHidrógeno y PtX (PtX Hub Argentina, 2023). Evolución de costos proyectada para las tecnologías fotovoltaica y eólica según NREL (NREL, 2022).

Oferta de hidrocarburos

La oferta de hidrocarburos para los escenarios energéticos de transición se ha proyectado con el objeto de garantizar una transición energética ordenada y con seguridad en las capacidades de suministro de energía; no sólo para nuestro país sino también en sintonía con las demandas regionales y globales. Hacer uso de los recursos hidrocarbúricos argentinos va a permitir no sólo abastecer la demanda doméstica que hoy requiere importaciones de combustibles durante los picos de demanda, sino también contribuir a las transiciones energéticas de los países vecinos, que demandarán mayores volúmenes de gas natural en su camino hacia una matriz más limpia. Además, abastecer estas demandas con producción local ayudará a robustecer la posición externa en la balanza de pagos y a fortalecer la sostenibilidad de todo el proceso.

El objetivo para el corto plazo radica en sustituir las importaciones de combustibles líquidos y GNL tanto para abastecer a la demanda prioritaria como a las centrales térmicas. El escenario planteado supone un aumento en el consumo de gas natural y menor consumo de petróleo. Esto generará un mayor saldo exportable de petróleo; dada una producción en aumento y un consumo doméstico relativamente inferior, por la combinación de mayor producción de crudo con medidas de eficiencia en el consumo.

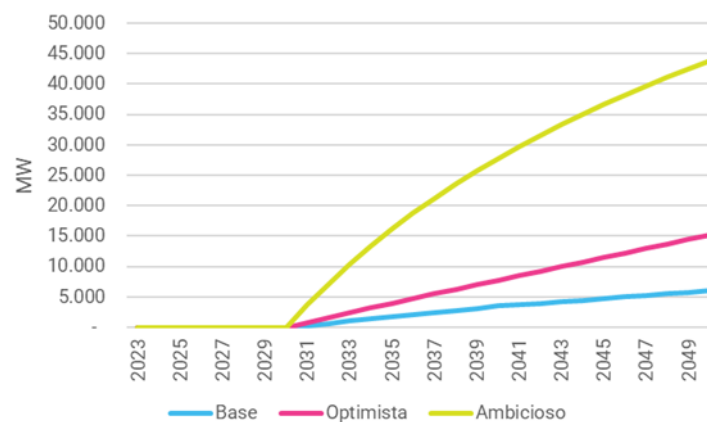


Se espera conseguir mayores saldos exportables de petróleo; que requerirán de nueva infraestructura de transporte que posibilite evacuar la producción desde la Cuenca Neuquina. Los oleoductos actuales que provienen desde esta cuenca están transportando cerca del límite de capacidad, y pensar en mayores volúmenes diarios de extracción necesariamente obliga a planificar escenarios con nueva infraestructura de transporte para este crudo.

La Argentina cuenta con valiosas oportunidades en relación con el hidrógeno como vector energético. En este sentido, se consideró para los distintos escenarios una demanda local de hidrógeno en sustitución de usos de gas natural y la producción de hidrógeno para exportación.

Por otra parte, se considera una reducción de consumo de gas natural mediante la electrificación de usos finales. Esto reduce el consumo de gas natural en distintas áreas: para el transporte la reducción proviene de una mayor participación de movilidad eléctrica y potencialmente del uso de combustibles sintéticos; para el consumo residencial la reducción proviene sustitución por artefactos eléctricos para calefacción, agua caliente, cocción, eficiencia en conservación de alimentos e iluminación; para el consumo industrial se considera la electrificación de demandas ligadas a procesos de tratamientos térmicos, secado, destilación, compresión y cocción; además y asimismo otras mejoras en eficiencia energética que atraviesan transversalmente los proceso productivos, tales como mejoras en la envolvente térmica, y economizadores de agua, entre otros. La Figura 25 contiene la nueva potencia de generación renovable requerida para la electrificación de usos de usos finales. Dicha potencia se calcula en base al objetivo de reemplazo de gas considerado para cada escenario. En particular, para el escenario base se considera que, a partir del 2031, la demanda se debe mantener en valores similares al 2022. Por otro lado, en los escenarios optimista y ambicioso se considera que la demanda de gas natural debe decrecer gradualmente a fin de que la demanda al 2050 represente el 66% y 21% de los valores al 2022, respectivamente. Se prevé que dicha generación se adicionará principalmente a la red de transmisión, con lo cual se requerirá de una mayor inversión en el sistema de transmisión.

Figura 25. Nueva capacidad de generación renovable para la electrificación de usos finales



Fuente: elaboración propia a partir de los proyectos ya convenidos; Segundo taller sobre el desarrollo de Escenarios de Hidrógeno y PtX (PtX Hub Argentina, 2023)). Evolución de costos proyectada para las tecnologías fotovoltaica y eólica según NREL (NREL, 2022).

La Tabla 5 contiene la oferta de producción, exportación y demanda local de gas natural. La diferencia entre ambos valores corresponde a la demanda local.³⁶ neteada después de considerar el reemplazo de gas natural con hidrógeno de bajas emisiones y la electrificación de procesos. Es importante resaltar que la atención de la demanda local prioritaria por sobre las exportaciones.

³⁶Demanda de usinas, transporte; usos industrial, residencial, comercial, destilería, sub distribución y entes oficiales; consumos propios de los centros de transformación; y autoproducción de centrales eléctricas



Tabla 5. Oferta de hidrocarburos para los distintos escenarios

Parámetro	Año	Base	Optimista	Ambicioso
Producción bruta de gas natural ³⁷ (MMm3/d)	2030	174	173	189
	2040	188	166	173
	2050	209	194	190
Exportación de Gas natural y GNL ³⁸ (MMm3/d)	2030	20	20	20
	2040	50	60	100
	2050	70	100	140

7.2.3 Desafíos para la sostenibilidad y barreras potenciales

Se agruparon e identificaron las problemáticas relacionadas a la transición energética con base en las siguientes dimensiones:

- **Seguridad energética:** La principal problemática identificada aquí es la actual insuficiencia de las infraestructuras de transporte de energía eléctrica y gas y la necesidad de importaciones. Bajo este pilar se considera también la federalización del desarrollo energético, lo cual contribuye al fomento de un sistema resiliente desde lo social, económico y ambiental.
- **Equidad social y transición justa:** La transición energética debe ser justa, asequible y sostenible. Bajo este pilar se consideran las problemáticas ligadas a la necesidad de focalización de subsidios energéticos a la demanda en condiciones de vulnerabilidad; el suministro energético a poblaciones no alcanzadas por las redes de distribución; la transferencia tecnológica desde el sector académico hacia el sector productivo y sector público; y el desarrollo de programas de capacitación.
- **Desarrollo tecnoindustrial:** Refiere a la necesidad de que el aparato productivo y tecnológico pueda abastecer con bienes y servicios a las demandas de la transición energética y aportar así soberanía al proceso de transición mediante la incorporación de trabajo, capital e innovación nacional al servicio de los requerimientos tecnológicos de los cambios en la matriz energética. El desarrollo de capacidades tecno-industriales nacionales para las tecnologías de transición energética pueden ser habilitantes de un mayor ritmo de transición en el futuro, y mayor ambición climática.
- **Mitigación y adaptación al cambio climático:** Bajo este pilar se abordan las problemáticas ligadas a la descarbonización de la matriz energética; la disminución de las emisiones del sector energético y la adaptación del sistema energético para atender las consecuencias del cambio climático.

³⁷Incluye gas no aprovechado, pérdidas y ajustes en base a proporción estimada con el balance de energía primaria del Balance Energético Nacional de la República Argentina, año 2021.

³⁸Las exportaciones reportadas pertenecen principalmente a exportaciones de GNL. Las exportaciones de gas natural, y por ende la producción bruta, deberán ser ajustadas en base a posibles compromisos futuros o ventas de oportunidad para exportar gas natural a países vecinos a través de gasoductos.



7.2.4 Presentación de los tres escenarios de descarbonización energética

A continuación, se presentan las emisiones e inversiones asociadas a los distintos escenarios.

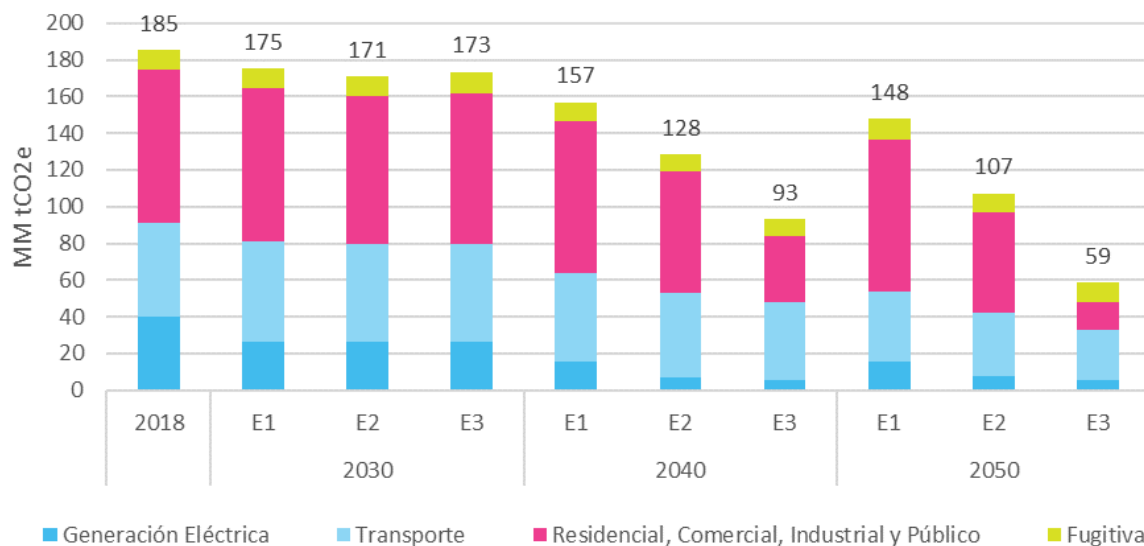
Emisiones

La última estimación de gases efecto invernadero corresponde al inventario del año 2018 (Cuarto Informe Bienal de Actualización de la República Argentina a la convención marco de las Naciones Unidas sobre cambio climático). En total, el sector energético generó emisiones por 185,5 MMtCO₂e, que corresponden a la suma de distintas categorías (generación eléctrica, transporte, consumo gas natural y combustibles líquidos, fugitivas). Las emisiones del sector eléctrico han sido agrupadas en cuatro categorías. A continuación, se muestra su encuadramiento dentro de las categorías del Directrices del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC³⁹):

1. Generación eléctrica agrupa las emisiones para producción de electricidad y calor como actividad principal y corresponde al código 1A1a de las categorías IPCC.
2. Transporte que corresponde al código 1A3 de las categorías IPCC.
3. Quema de combustibles, lo cual incorpora todas las otras actividades a la quema de combustible⁴⁰ excepto las dos mencionadas anteriormente. Esta área agrupa el código 1A excluyendo los códigos 1A1a y 1A3 de las categorías IPCC.
4. Emisiones fugitivas provenientes de la fabricación de combustibles, la cual corresponde al código 1B de las categorías IPCC.

En la Figura 26, puede observarse de qué manera cada categoría contribuyó a esta sumatoria de gases efecto invernadero emitidos por el sector energético y su evolución futura para los distintos escenarios.

Figura 26. Emisiones de CO₂e 2018 y proyección a 2050



Fuente: Elaboración propia a partir de la última medición de gases efecto invernadero del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2016), A lo cual se suma la proyección de emisiones en base a proyectos con fecha de entrada en operación, proyectos ya convenidos, licitaciones en curso y futura generación y acciones para el cumplimiento de los objetivos de transición energética.

En cuanto a magnitud, las principales reducciones ocurren en el subsector de generación eléctrica y transporte.

³⁹Intergovernmental Panel on Climate Change

⁴⁰Industrias de la energía (excepto la producción de electricidad y calor como actividad principal); industrias manufactureras y de la construcción; Otros sectores.



En general, el desarrollo de las líneas de acción tendientes a transformar la matriz energética implica un gran esfuerzo en inversiones e importaciones (divisas) para la economía argentina. El avance y profundización de cada línea de acción, así como sus consecuentes resultados, están estrictamente ligados a las capacidades de la economía para crecer y poder afrontar los esfuerzos financieros en divisas que la transición energética requiere

Inversiones

En este apartado se presentarán estimaciones de costos asociados a los dos escenarios de oferta eléctrica. La siguiente Tabla 6 resume los montos de inversiones mínimas necesarias en el subsector eléctrico para la trayectoria propuesta.

Tabla 6. Resumen de inversiones mínimas necesarias en el sector energía a 2050

Parámetro	Inversiones (MM U\$S)		
	Base 2050	Optimista 2050	Ambicioso 2050
Inversiones en potencia para generación eléctrica. ⁴¹	101.536	107.016	113.679
Inversiones potencia para electrificación GN	5.200	12.896	37.959
Inversiones en transporte eléctrico. ⁴²	7.594	8.829	10.688
Inversiones en distribución eléctrica	50.193	53.082	65.890
Inversiones en transporte de gas	10.000	10.000	10.000
Inversiones terminal GNL	22.500	30.000	40.000
Inversiones en eficiencia energética. ⁴³	55.969	55.969	55.969
Inversiones en generación distribuida	2.273	2.273	2.273
Inversiones en H2 de bajas emisiones	9.574	21.440	31.545
Inversiones Totales	264.839	301.505	368.003

Fuente: Elaboración propia a partir de los Lineamientos para un Plan de Transición energética a 2030 (Secretaría de Energía, 2021), programa de obras de la Secretaría de Energía. Reportes de CAMMESA. Informe Final de la Hidroelectricidad en el Plan Nacional de Transición Energética (Fagan, 2022). Evolución de costos proyectada para las tecnologías fotovoltaica y eólica según NREL (NREL, 2022). Segundo taller sobre el desarrollo de Escenarios de Hidrógeno y PtX (PtX Hub Argentina, 2023) Plan Nacional de Transporte Sostenible (Ministerio de Transporte, 2022).

La Figura 27 contiene el acumulado de inversiones requerido para todos los escenarios y la fracción de componente importado. De éste se puede observar que los escenarios optimista y ambicioso requieren inversiones significativamente mayores al escenario base.

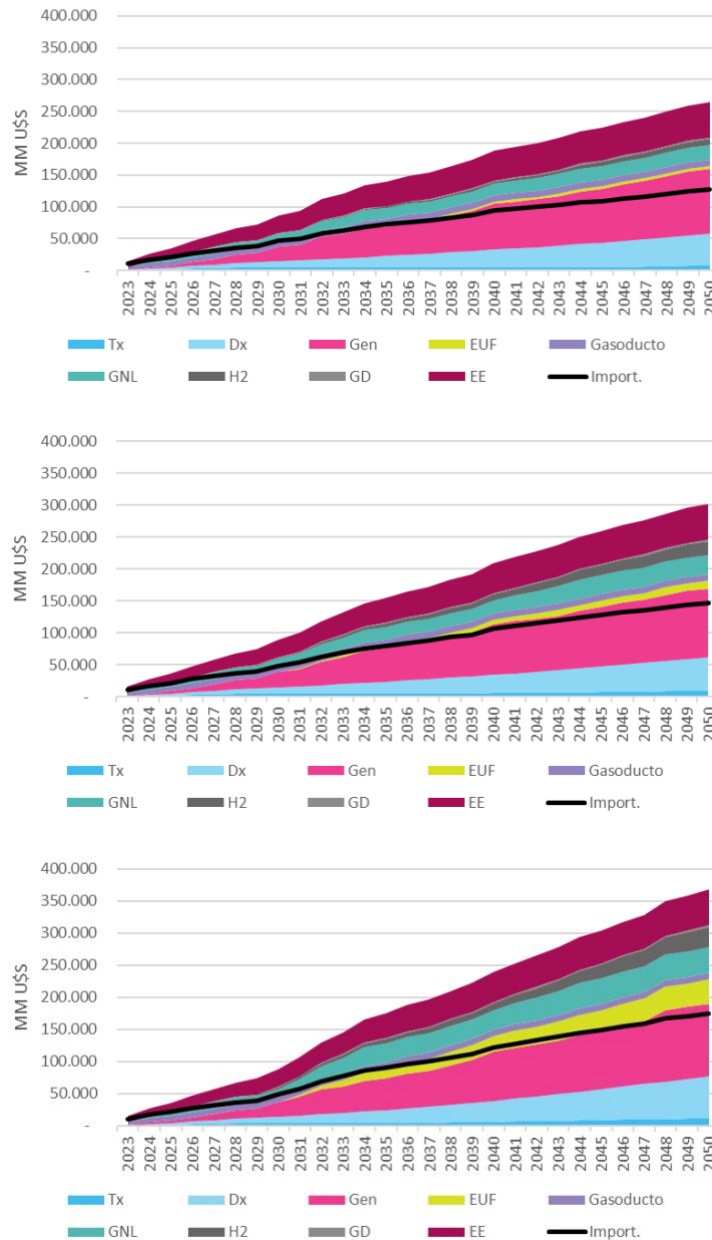
⁴¹Incluye sistemas de almacenamiento.

⁴²El valor reportado considera las obras de la guía de referencias de Transener 2023-2030. El mismo coincide en gran medida con el plan de expansión de transmisión al 2035 no publicado a la fecha de desarrollo del presente informe. Posterior al 2030, se expande en base a las necesidades identificadas por el modelo de equipamiento óptimo.

⁴³Las inversiones relativas a eficiencia energética son un valor indicativo, que será actualizado en base a estudios actuales y futuros.



Figura 27. Inversiones acumuladas para el escenario base (arriba), optimista (medio) y ambicioso (abajo).



Fuente: Elaboración propia a partir de los Lineamientos para un Plan de Transición energética a 2030 (Secretaría de Energía, 2021), programa de obras de la Secretaría de Energía. Reportes de CAMMESA. Informe Final de la Hidroelectricidad en el Plan Nacional de Transición Energética (Fagan, 2022). Evolución de costos proyectada para las tecnologías fotovoltaica y eólica según NREL (NREL, 2022). Segundo taller sobre el desarrollo de Escenarios de Hidrógeno y PtX (PtX Hub Argentina, 2023) Plan Nacional de Transporte Sostenible (Ministerio de Transporte, 2022).

*Nota: Tx significa transmisión eléctrica; Dx: Distribución eléctrica; Gen: Generación eléctrica; EUF: Electrificación de Usos Finales; GNL: Gas Natural Licuado; H2: Hidrógeno de bajas emisiones; GD: Generación Distribuida; EE: Eficiencia energética; Import: Requerimientos de divisa extranjera.



Inversiones en generación eléctrica

A continuación, se estiman los montos de inversiones en instalación de nueva potencia de generación eléctrica, por tipo de tecnología. Dada la importancia que presenta el acceso a divisas para la estructura productiva argentina, se consideró de particular interés desagregar los requerimientos de divisas de las inversiones totales necesarias para la incorporación de nueva potencia⁴⁴. Para cada tecnología se realizó un análisis de los componentes principales en la estructura de costos. Para cada componente se estimó una intensidad de importaciones que derivó posteriormente en el cálculo de requerimiento de divisas por unidad de potencia instalada. Los cálculos sólo incluyen gastos de capital asociados a la inversión necesaria del proyecto (CAPEX), dejando de lado costos financieros asociados a los proyectos. Además, para las tecnologías renovables se supone una gradual reducción de costos de instalación al 2050 en base a lo publicado por NREL. Por otro lado, las tecnologías convencionales ya consolidadas cuentan con un mayor grado de madurez, con lo cual el espacio de reducción de costos es menor o marginal.

En la Tabla 7 se pueden observar los resultados obtenidos para los distintos escenarios. Estas erogaciones de inversión son calculadas en base a las necesidades estimadas de los diferentes proyectos sin considerar su estructura de financiamiento; ni plazos ni intereses.

Tabla 7. Inversiones necesarias en nueva potencia para el 2050

Tecnología	Escenario base			Escenario optimista			Escenario ambicioso		
	Potencia (MW)	Inversiones totales (MM U\$S)	Inversiones en divisa extranjera (MM U\$S)	Potencia (MW)	Inversiones totales (MM U\$S)	Inversiones en divisa extranjera (MM U\$S)	Potencia (MW)	Inversiones totales (MM U\$S)	Inversiones en divisa extranjera (MM U\$S)
Eólica	20.349	18.127	10.695	26.135	23.557	13.899	31.718	21.226	12.523
Hidroeléctrica	10.046	24.335	7.301	10.046	24.830	7.449	14.150	34.950	10.485
PAH	500	1.211	363	500	1.236	371	500	1.235	370
Solar Fotovoltaica	12.157	8.980	6.017	11.017	8.290	5.555	12.429	7.250	4.858
Biomasa/Biogás	1.006	3.982	1.991	1.142	4.563	2.281	1.135	4.537	2.269
Termoeléctrica	4.119	3.223	1.934	3.399	2.710	1.626	3.399	2.710	1.626
Nuclear	5.820	41.322	20.661	5.820	41.322	20.661	5.820	41.322	20.661
Baterías	420	355	249	644	508	355	785	449	315
SUB TOTAL	54.418	101.536	49.210	58.702	107.016	52.197	69.936	113.679	53.106
Potencia de ER para remplazo de GN	6.072	5.200	3.068	15.139	12.896	7.609	43.756	37.959	22.396
ER para H2 ⁴⁵	7.991	6.678	3.940	17.580	14.905	8.794	32.877	19.615	11.573
Electrolizadores para H2 ⁴⁶	4.994	2.896	1.448	10.987	6.535	3.268	20.548	11.930	5.965
TOTAL	73.476	116.310	57.666	102.408	141.352	71.867	167.117	183.183	93.040

Fuente: Elaboración propia a partir de los Lineamientos para un Plan de Transición energética a 2030 (Secretaría de Energía, 2021), programa de obras de la Secretaría de Energía. Reportes de CAMMESA. Informe Final de la Hidroelectricidad en el Plan Nacional de Transición Energética (Fagan, 2022). Evolución de costos proyectada para las tecnologías fotovoltaica y eólica según NREL (NREL, 2022). Segundo taller sobre el desarrollo de Escenarios de Hidrógeno y PtX (PtX Hub Argentina, 2023) Plan Nacional de Transporte Sostenible (Ministerio de Transporte, 2022).

⁴⁴A continuación, se detallan los porcentajes de componente nacional considerados para las distintas tecnologías. generación solar fotovoltaica 33%; generación eólica 41%; generación con biomasa y biogás 50%; generación hidroeléctrica y PAH 70%; generación nuclear 50%; generación térmica 40%; sistemas de almacenamiento a baterías 30%; Los anteriores valores provienen de estudios oficiales del programa RenovAr y Lineamientos para un Plan de Transición energética a 2030.

⁴⁵Considera la nueva potencia renovable requerida para la producción de la demanda local y exportaciones de hidrógeno producido con energía renovable.

⁴⁶Potencia de electrolizadores requerida para la producción de la demanda local y exportaciones de hidrógeno producido con energía renovable.



Inversiones en transmisión eléctrica

La expansión y consolidación del sistema de transporte eléctrico es una condición ineludible para el desarrollo económico y productivo en todas las regiones del país. Por tal motivo, la expansión del sistema de transmisión es sumamente relevante a la hora de considerar las inversiones que requiere nuestra matriz energética. Toda incorporación de potencia debe estar asociada a un nodo que permita la interconexión con el sistema nacional de transporte eléctrico, por lo que se deben considerar las inversiones que la nueva potencia demandará. En este sentido, existen obras de transporte eléctrico que se presentan como urgentes, necesarias e imprescindibles para mejorar la eficiencia, por un lado, y para permitir la incorporación de manera exitosa de los proyectos ya considerados de aumentos en la capacidad instalada, por el otro. Los montos de inversiones considerados corresponden a lo reportado por las guías de referencias de Transener 2023 – 2030. Las expansiones futuras fueron identificadas por el modelo de equipamiento óptimo. Los costos asociados se estimaron en base a las distancias entre los nodos a conectar y una estimación de costos medios por kilómetro de red.

Las ampliaciones de líneas de alta y media tensión no sólo revisten obras de infraestructura para la incorporación de potencia, sino que contribuyen con la transición de la matriz global. El motivo esencial es que en las localidades aisladas por lo general utilizan generación térmica, usualmente a diésel, y por la integración a la red, dicho combustible primario podría sustituirse por el promedio generado en el Mercado Eléctrico Mayorista.

La mayor participación de fuentes renovables de generación eléctrica demanda mayores inversiones, ya que se necesitan nuevos nodos geográficos y líneas de alta tensión que permitan el aprovechamiento de toda la nueva energía generada en los lugares de consumo masivo.

Inversiones en distribución eléctrica

Al igual que la transmisión eléctrica, se requieren inversiones significativas a nivel de distribución. A diferencia de las expansiones de transmisión, las inversiones en distribución cuentan con un mayor componente nacional y son remuneradas a través de la tarifa eléctrica, no requiriendo inversiones extraordinarias por parte del estado. La mayor participación de fuentes renovables a nivel de distribución como RenovAr 3.0, la generación distribuida, la nueva licitación RenMDI y la electrificación de procesos demandan mayores inversiones. En particular, la electrificación de procesos para el reemplazo de gas natural tiene un impacto significativo en la demanda a nivel de distribución, lo cual se ve reflejado en un mayor requerimiento de inversiones a partir del año 2030.

Inversiones en infraestructura gasífera

Actualmente, una de las principales limitantes estructurales para el mayor consumo de gas es el transporte desde los centros de producción hasta los puntos de consumo en los centros urbanos y de producción industrial. El caudal de los gasoductos, que llevan el gas desde los puntos de producción a los centros de consumo, están en su límite máximo de transporte. Además, en materia de producción la Secretaría de Energía ha impulsado la misma a través del plan Gas.AR, que si bien ha registrado incrementos en la producción no llega a cubrir los picos de demanda y se debe recurrir a la importación.

Para resolver este déficit de infraestructura en el transporte, desde la Secretaría de Energía se ha diseñado el Plan Transport.Ar. Dada la disponibilidad de gas en las Cuencas Neuquina, Golfo San Jorge, y Austral que requieren obras importantes para llegar a los centros de consumo nacional, sumado a un creciente interés manifiesto de importar gas natural por parte de Chile y Brasil.⁴⁷

⁴⁷Las exportaciones reportadas en este informe pertenecen principalmente a exportaciones de GNL. Las exportaciones de gas natural, y por ende la producción bruta, deberán ser ajustadas en base a posibles compromisos futuros o ventas de oportunidad para exportar gas natural a países vecinos a través de gasoductos.



El Plan Transport.Ar tiene por objetivo general generar las condiciones que permitan abastecer estas demandas insatisfechas, y a través de los siguientes objetivos particulares:

- Sustituir las importaciones de GNL que hoy se requieren para cubrir los picos de demanda doméstica de gas natural.
- Reemplazar el combustible líquido que actualmente se utiliza en centrales térmicas por gas natural de producción nacional.
- Enfrentar la caída de la producción de gas en la cuenca NOA y de Bolivia sustituyendo el gas proveniente de estas cuencas con aquel proveniente de las cuencas donde hay excedentes de producción.
- Mejorar la capacidad del sistema de transporte para abastecer con gas natural nacional a los grandes centros de consumo.
- Exportar a países vecinos los excedentes de gas natural nacional y contribuir en su proceso de transición energética, dando prioridad siempre a la demanda local antes que la exportación.

Se estima que para 2030 las obras del Sistema de Gasoductos Transport.Ar alcanzarán montos de inversión estimados en alrededor de 10.000 millones de dólares. Estos montos corresponden a la concreción de ambos tramos del Gasoducto Presidente Néstor Kirchner, la reversión del gasoducto norte, y la totalidad de las obras complementarias asociadas a plantas compresoras y tramos finales⁴⁸. Dichos montos no incluyen costos asociados a la inversión en producción, tratamiento de gas natural, logística y distribución de gas natural.

Complementariamente, se encuentra planificada también la construcción y puesta en marcha de al menos una planta licuefactora de gas, para producir y exportar GNL por transporte marítimo. La inversión necesaria se estima en 10.000 millones de dólares, y su ubicación potencial se encuentra en materia de estudio, considerando opciones con buena accesibilidad a puertos, con posibilidad de acceso para buques de aguas profundas y el desarrollo de cadenas de valor vinculadas al complejo petroquímico que posibilitan complementariedades productivas. Se trata de un proyecto que apunta a multiplicar las capacidades de exportación de gas natural para transportar el fluido vía marítima hacia el resto del mundo.

A partir del 2030 se requiere de nuevas expansiones a la futura terminal de GNL, a fin de llevar a cabo la exportación de GNL comprometida en los distintos escenarios. Dicha expansión se considera diferencialmente para los tres escenarios. En este sentido, al 2050 se alcanza una exportación equivalente a 70, 100 y 140 MMm³/d para los escenarios base, optimista y ambicioso, respectivamente. La mayor exportación a su vez conlleva una contención (escenario base) o una reducción significativa (escenario optimista y ambicioso) de la demanda local de gas natural.

⁴⁸Para más información, ver Plan Nacional de Transición Energética a 2030.



8. Impactos de los tres escenarios de descarbonización

El proceso de transición energética global encuentra a la Argentina saliendo de una compleja situación social y financiera. El país enfrenta una compleja situación en el frente externo, agudizada por los elevados compromisos de deuda en moneda extranjera en el corto y mediano plazo. La transición energética argentina no puede pensarse aislada de esta realidad, sino que debe armonizarse con la estabilización macroeconómica necesaria para el desarrollo, buscando fortalecer nuestras capacidades en un sendero compatible con la inclusión social y la disponibilidad de divisas. Por lo tanto, el rumbo hacia una estructura productiva que sea inclusiva, estable, dinámica, federal, soberana y sostenible debe contemplar escenarios energéticos que sean compatibles con estos principios.

Al analizar los efectos socioeconómicos de los procesos de transición es posible observar una tensión entre la velocidad y la capacidad de sostenibilidad del proceso a lo largo del tiempo, considerando no sólo las aristas ambientales sino también las sociales, tecnológicas, económicas, y financieras. Un ritmo acelerado puede tender a aumentar la vulnerabilidad del proceso, al profundizar los costos sociales, la dependencia tecnológica y la necesidad de financiamiento externo. Esto culmina en un riesgo sobre la sostenibilidad del proceso de transición energética en el largo plazo. Algo similar sucedería con un ritmo demasiado lento, el cual podría profundizar la dependencia tecnológica mediante el desaprovechamiento de las capacidades nacionales por subutilización, generando un consecuente atraso en términos de competitividad.

El Consejo Mundial de Energía (WEC, por sus siglas en inglés) define la sostenibilidad energética en base a tres dimensiones, que juntas constituyen un “trilema”: seguridad energética, equidad energética y sostenibilidad ambiental. La seguridad energética es la gestión eficaz del suministro de energía primaria de fuentes nacionales y externas, fiabilidad de la infraestructura energética y capacidad de los proveedores de energía para satisfacer la demanda actual y futura. La equidad energética es la accesibilidad y asequibilidad del suministro de energía para toda la población. Y, por último, la sostenibilidad ambiental abarca el logro de eficiencias energéticas del lado de la oferta y la demanda y el desarrollo del suministro de energía a partir de fuentes renovables y otras fuentes bajas en carbono (WEC, 2017).

Cuando se piensa en los desafíos de la transición en Argentina, el trilema se convierte en un cuadrilema, en el cual intervienen cuatro dimensiones que pueden reportar objetivos contradictorios o tensiones entre sí. Para ser sostenible, el proceso de transición energética en nuestro país debe garantizar a lo largo de todo el proceso la resolución conjunta de cuatro dimensiones: la seguridad energética, la equidad social, la mitigación del cambio climático y el desarrollo tecnoindustrial. A los estudios del WEC, en el contexto local se adiciona una dimensión que está directamente ligada con la descarbonización: el desarrollo tecno-industrial, entendido como la consolidación, ampliación y/o creación de capacidades tecnológicas e industriales vinculadas a las energías renovables.

Con base en los desafíos mencionados, se describen a continuación las implicancias económicas, ambientales y sociales relacionadas a los escenarios energéticos evaluados.



8.1 Impacto macroeconómico y fiscal

En el plano macroeconómico, los escenarios propuestos para la transición energética pueden tener un impacto positivo en la macroeconomía vinculadas al potencial exportador del sector. Además, la promoción de energías renovables y la reducción de la dependencia de los combustibles fósiles cuentan con potencial para impulsar la inversión en infraestructura, la generación de empleo y la mejora de la competitividad. Por su parte, la reducción de la dependencia de los combustibles fósiles puede mejorar la balanza comercial del país y reducir la vulnerabilidad ante la volatilidad de los precios internacionales del petróleo y el gas.

La principal limitante a la sostenibilidad del proceso de transición energética, al menos en la fase inicial del proceso, es la falta de financiamiento externo y afrontar los compromisos en divisas que significan las inversiones vinculadas al proceso de transición. De distintas maneras, un proceso acelerado de transición eleva las necesidades de divisas y de financiamiento, y hace incrementar los niveles de endeudamiento en moneda extranjera. El avance de la transición hace que los requerimientos de divisas sigan creciendo, aumentando el ciclo de endeudamiento y elevando la fragilidad externa del proceso y de toda la economía. Para garantizar la sostenibilidad del proceso puede resultar conveniente avanzar a un ritmo moderado pero firme, en el cual el ritmo de importaciones sea estable y no signifique un riesgo para la balanza de pagos, al tiempo que se incrementan las capacidades exportadoras de bienes energéticos. En este sentido, se espera que el desarrollo del complejo hidrocarburífero, con grandes potencialidades de gas no convencional, pueda contribuir no sólo a la transición energética global sino también a aumentar los niveles de exportación a la región, contribuyendo a mejorar la performance de la economía argentina en la generación de divisas y reduciendo la vulnerabilidad externa.

Con base en los resultados de los escenarios a 2050, se proyectan para el sector eléctrico los siguientes valores:

Tabla 8. inversiones totales en el periodo 2023 al 2050, divisas y exportaciones GNL/H2 para los distintos escenarios.

Variable	Unidad	Base	Optimista	Ambicioso
Inversiones en divisa local	Millones de U\$S	137.969	155.633	193.107
Inversión en divisa extranjera	Millones de U\$S	126.870	145.872	174.896
Inversión Total	Millones de U\$S	264.839	301.505	368.003
Exportaciones netas GNL/H2 (ingresos de divisas)	Millones de U\$S	137.085	194.083	281.864

Fuente: Elaboración propia a partir de los Lineamientos para un Plan de Transición energética a 2030 (Secretaría de Energía, 2021), programa de obras de la Secretaría de Energía. Reportes de CAMMESA. Informe Final de la Hidroelectricidad en el Plan Nacional de Transición Energética (Fagan, 2022). Evolución de costos proyectada para las tecnologías fotovoltaica y eólica según NREL (NREL, 2022). Segundo taller sobre el desarrollo de Escenarios de Hidrógeno verde y PtX (PtX Hub Argentina, 2023) Plan Nacional de Transporte Sostenible (Ministerio de Transporte, 2022).

Las exportaciones de GNL y H2 consideradas en los tres escenarios dan cuenta del potencial del sector energético como generador de divisas, contribuyendo a la estabilidad macroeconómica y mejorando las condiciones para un horizonte de crecimiento del PIB sostenible y generación de empleo genuino en los tres escenarios⁴⁹. En los tres escenarios, de acuerdo a los supuestos adoptados en la modelización, las exportaciones podrían cubrir holgadamente las necesidades de divisas derivadas de las inversiones requeridas por el sector eléctrico. Por otro lado, la recaudación del impuesto a las emisiones de GEI puede ser una fuente de ingresos para mitigar los efectos de la transición energética en los sectores vulnerables y/o para cubrir parte de las inversiones en divisa local. Se debe tener en cuenta que los escenarios optimistas y ambicioso requieren de una inversión significativamente superior al

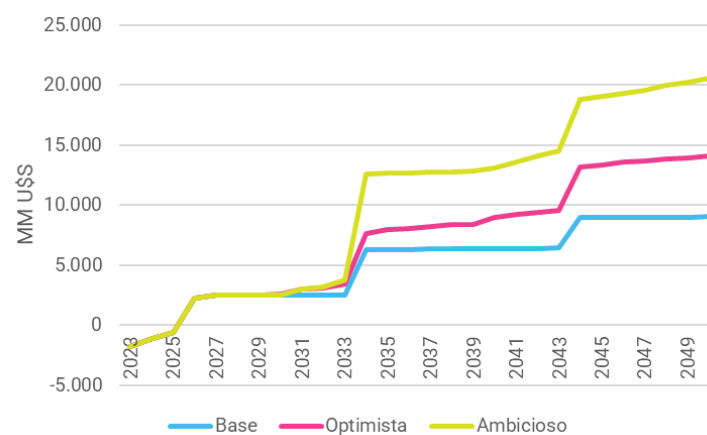
⁴⁹El supuesto de crecimiento del PIB de 2% hace comparables los escenarios. Si bien el efecto positivo de las exportaciones puede variar entre los escenarios, implícitamente se supone que no modifican la tasa de crecimiento tendencial del PIB dado el peso del sector energético. De todas maneras, en los tres escenarios el ingreso de divisas contribuye en la estabilidad macroeconómica y por lo tanto en las condiciones necesarias para un crecimiento sostenible de 2% a largo plazo.



escenario Base. Las divisas requeridas anualmente ascienden en promedio a U\$S5.000 y US\$6.000 millones para los escenarios optimista y ambicioso respectivamente, mientras que en el base a US\$4.300 millones promedio anual.

La Figura 28 contiene la proyección de exportaciones de gas natural e hidrógeno de bajas emisiones. De dicha figura se evidencia que, para todos los escenarios considerados, Argentina pasa a ser un exportador neto a partir del 2026 año en que entra en operación la terminal de GNL. Posteriormente, los escenarios divergen a partir del 2030, siendo el escenario base el menos ambicioso en cuanto a la exportación de GNL a lo cual se suma una discreta exportación de hidrógeno. Por otro lado, los escenarios optimistas y ambicioso poseen mayores expansiones de la terminal de GNL y mayores exportaciones de hidrógeno de bajas emisiones (especialmente el escenario ambicioso).

Figura 28. Exportaciones netas de gas natural e hidrógeno para los tres escenarios considerados



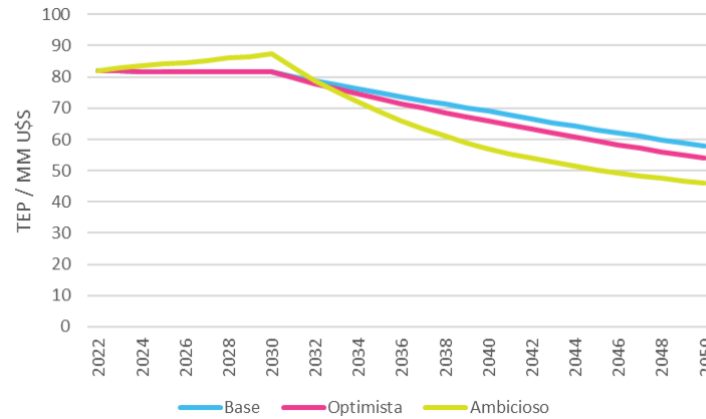
Fuente: Elaboración propia a partir de los proyectos en desarrollo, proyectos ya convenidos; Lineamientos para un Plan de Transición energética a 2030 (Secretaría de Energía, 2021); Segundo taller sobre el desarrollo de Escenarios de Hidrógeno y PtX (PtX Hub Argentina, 2023).

Por otra parte, analizar la evolución de la intensidad energética en los escenarios planteados es relevante ya que nos permite conocer los requerimientos energéticos de producir una unidad de producto. De esta manera, podemos comparar los escenarios en términos de su eficiencia en el uso de la energía y competitividad de los sectores productivos. En el contexto de la transición energética, la mejora en la eficiencia energética conduce a una reducción en la intensidad energética, como objetivo primario, por ende disminuyendo las emisiones de gases de efecto invernadero. Esto puede lograrse a través de la adopción de tecnologías más eficientes, la implementación de políticas públicas de fomento a la eficiencia energética y la diversificación de la matriz energética.

La Figura 29 contiene la intensidad energética proyectada para los distintos escenarios. En el análisis de la evolución de este indicador se diferencian dos periodos: desde la actualidad hasta el año 2030 y desde el año 2031 hasta el año 2050. En el primer periodo, los escenarios base y optimista mantienen los mismos niveles de intensidad energética que en la actualidad mientras el escenario ambicioso se diferencia incrementando el indicador. En el segundo periodo, todos los escenarios disminuyen sus requerimientos energéticos, pero con diferente ritmo. En el horizonte de las proyecciones, el escenario ambicioso alcanza mejores niveles de intensidad energética que los escenarios optimista y base.



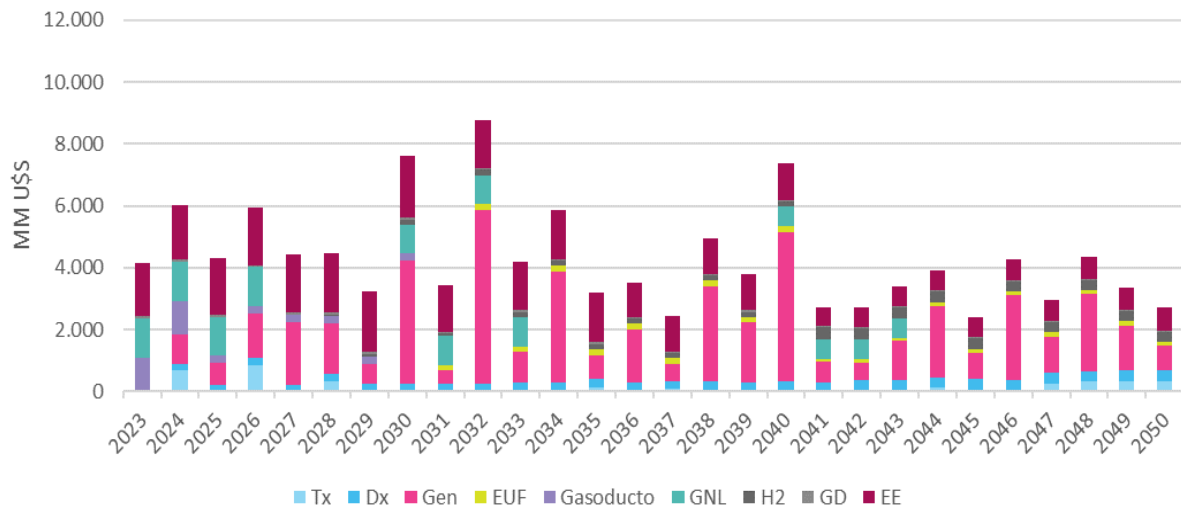
Figura 29. Evolución de la intensidad energética para los tres escenarios considerados



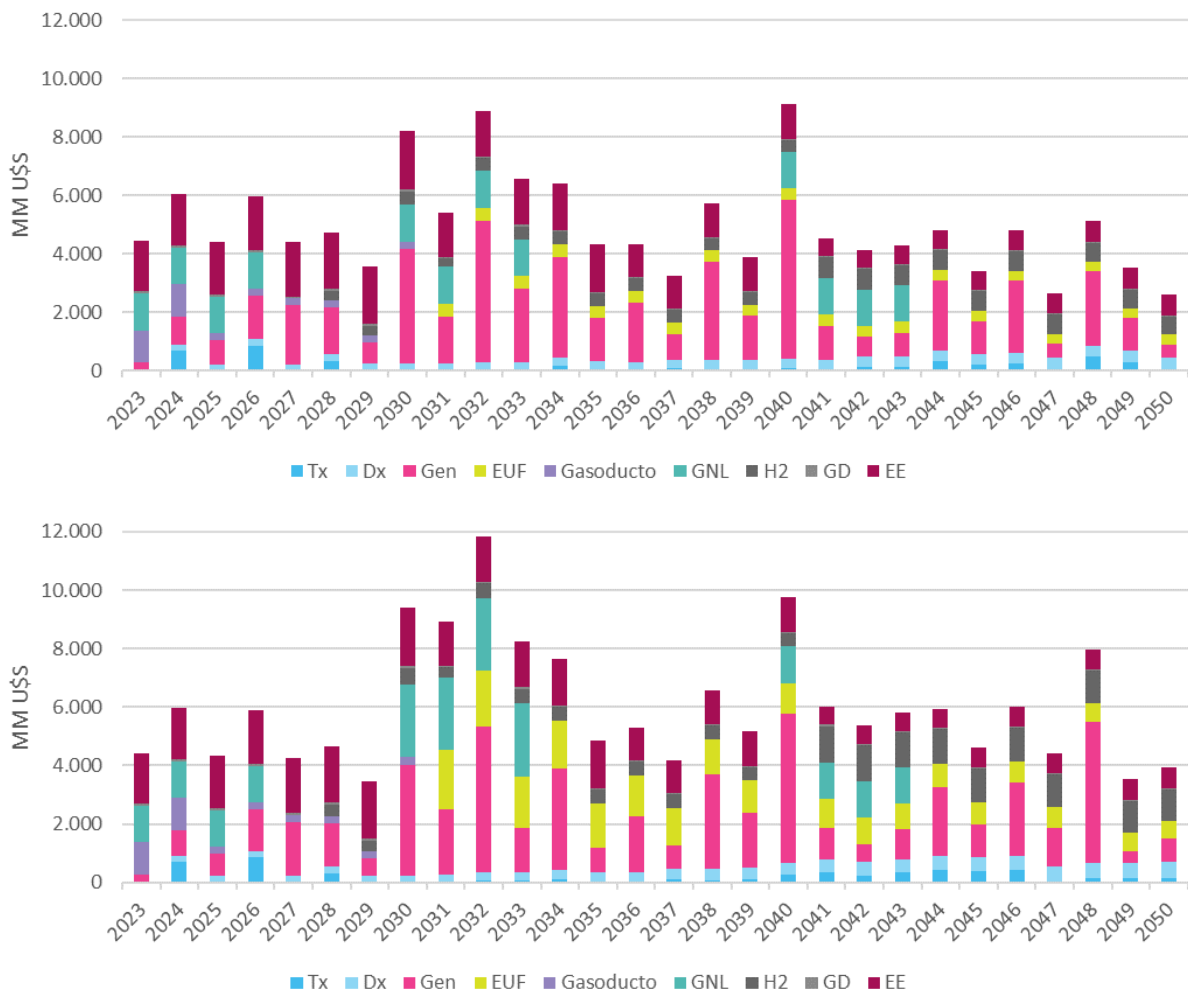
Fuente: Elaboración propia a partir de los resultados de los escenarios a 2050.

La evolución de las divisas requeridas en cada escenario se muestra en la Figura 30. Los tres escenarios se encuentran en la misma escala para facilitar su comparación. De esta figura se puede observar que el escenario base requiere menos divisas, debido a una menor inversión. En todos los escenarios, la mayor participación de divisas corresponde a la inversión en nuevas centrales de generación⁵⁰. Además, en los escenarios optimista y ambicioso se observa una mayor inversión en electrificación de usos finales e hidrógeno.

Figura 30. Divisas requeridas por subsector - proyección a 2050 para el escenario base (arriba), optimista (medio), Ambicioso (abajo)



⁵⁰Incluye sistemas de almacenamiento.



Fuente: Elaboración propia a partir de los Lineamientos para un Plan de Transición energética a 2030 (Secretaría de Energía, 2021), programa de obras de la Secretaría de Energía. Reportes de CAMMESA. Informe Final de la Hidroelectricidad en el Plan Nacional de Transición Energética (Fagan, 2022). Evolución de costos proyectada para las tecnologías fotovoltaica y eólica según NREL (NREL, 2022). Segundo taller sobre el desarrollo de Escenarios de Hidrógeno y PtX (PtX Hub Argentina, 2023) Plan Nacional de Transporte Sostenible (Ministerio de Transporte, 2022).

*Nota: Tx significa transmisión eléctrica; Dx: Distribución eléctrica; Gen: Generación eléctrica; EUF: Electrificación de Usos Finales; GNL: Gas Natural Licuado; H2: Hidrógeno de bajas emisiones; GD: Generación Distribuida; EE: Eficiencia energética.

Si además de las exportaciones de GNL proyectadas, se consideran las proyecciones de las exportaciones de gas natural y petróleo informadas en el “Plan para el Desarrollo Productivo, Industrial y Tecnológico 2030”, de 32.000 millones de U\$S, se puede afirmar que el sector energético contaría con capacidad para contribuir de manera sostenida con las divisas necesarias para financiar las inversiones que requiere una transición energética compatible con el cuatrilema.

De esta manera, los resultados muestran que el potencial energético no solo permitiría revertir el balance externo del sector, sino también contribuir sostenidamente al PBI y facilitar el acceso al suministro de energía a precios competitivos para el sector productivo y la población.

En el plano fiscal, se deben evaluar posibles cambios en el régimen actual del impuesto al CO₂ que presentan costos y beneficios⁵¹. Por un lado, puede ser una fuente de ingresos para el Estado, contando con recursos para mitigar los

⁵¹Un análisis de políticas óptimas de mitigación del cambio climático para Argentina y sus efectos son tratados en (15) y (16)



efectos de la transición energética en los sectores vulnerables, para cubrir parcialmente las expansiones de infraestructura relevantes para la transición, y la vez, acelerar la reducción de la dependencia de los combustibles fósiles. Además, puede incentivar a las empresas a adoptar prácticas más sostenibles y eficientes en términos energéticos, lo que ayuda a reducir los costos operativos, mejorando la competitividad del sector privado. Sin embargo, en el corto plazo su impacto en las tarifas de gas y electricidad puede afectar la pobreza energética e incidir en la dinámica inflacionaria. Además, si el impuesto no se aplica de manera equitativa, puede generar distorsiones y desigualdades en el mercado. Sería importante que cambios en el régimen actual del impuesto al CO₂ se realicen de manera gradual y equitativa, y se acompañen de políticas y medidas de apoyo para mitigar sus impactos negativos.

A continuación, se presentan los valores del impuesto al CO₂ considerados en los diferentes escenarios.

Tabla 9. Evolución del impuesto al CO₂ para los distintos escenarios

	Unidad	Base	Optimista	Ambicioso
Impuesto al CO ₂				
2030		10	10	10
2040	U\$/tCO ₂ e	25	25	56
2050		25	25	56

Fuente: Elaboración propia a partir de los resultados de los escenarios a 2050.

8.2 Impacto de emisiones de GEI

El menor consumo de combustibles fósiles en el sector energético tiene un impacto positivo en la calidad del aire y la salud de la población. La reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero contribuyen a disminuir la contaminación del aire, lo que puede reducir el riesgo de enfermedades respiratorias y cardiovasculares. Para desarrollar un proceso sostenible de descarbonización del sector energético se requieren diversas líneas de acción, entre las que se destacan el incremento de la producción de energía de fuentes renovables y nuclear, la promoción del uso eficiente de la energía y la electrificación de transporte y procesos.

Las energías renovables ofrecen una alternativa limpia y segura para satisfacer la creciente demanda de energía a nivel mundial, al tiempo que contribuyen al desarrollo económico y social de las regiones donde se implantan. Son una alternativa sustentable frente a los combustibles fósiles, altamente contaminantes del ambiente.

Por otra parte, el uso eficiente de la energía es un factor clave para optimizar el consumo de energía. La disminución de la demanda tiene efectos directos en la cantidad de emisiones contaminantes producidas. El uso eficiente de la energía también implica beneficios económicos y sociales, como el ahorro de costos, la creación de empleo y la mejora de la competitividad.

A continuación, se presentan los resultados relativos a la participación de energía renovable convencional y no convencional, la penetración de vehículos eléctricos y la sustitución de gas natural mediante electrificación de proceso.



Tabla 10. Resultados al 2050, relativos a tecnologías ligadas a la reducción de GEI

Evolución al 2050	Unidad	Base	Optimista	Ambicioso
Generación renovable	%	80%	84%	87%
Generación renovable de fuentes consideradas en la Ley N° 27.191. ⁵²	%	53%	58%	59%
Penetración de vehículos eléctricos	%	29%	40%	66%
Sustitución de gas natural (no usinas). ⁵³	%	22%	47%	87%

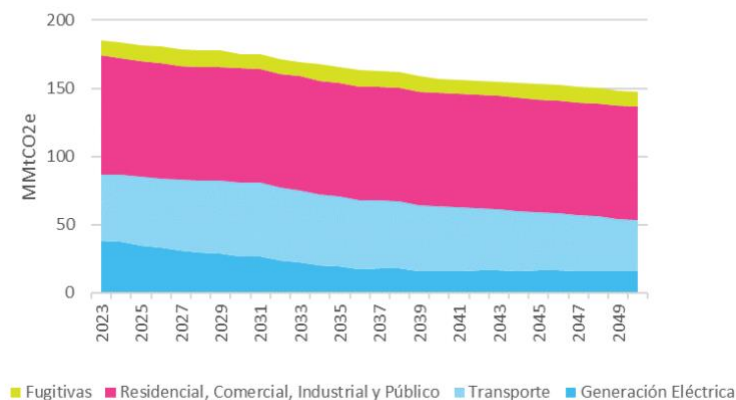
Fuente: elaboración propia

La Figura 31 contiene la estimación de las emisiones asociadas a los distintos escenarios. De la misma se puede observar que los tres escenarios consideran una reducción de las emisiones actuales. Como era de esperar, dicha reducción es más marcada para el escenario ambicioso y en segundo lugar el escenario optimista. El mayor diferenciador entre los tres escenarios es la quema de combustibles, cuyo principal efecto se debe a la electrificación de usos finales. La generación eléctrica y el sector transporte también poseen disminuciones significativas en los tres escenarios.

La reducción de las emisiones fugitivas se basa en la promoción del fortalecimiento de capacidades de las autoridades provinciales en lo relativo a la identificación, monitoreo y control emisiones operativas (quema y venteo) y fugitivas de gases de efecto invernadero y metano del upstream. Esto permitirá incrementar el conocimiento y disponibilidad de información de las autoridades de aplicación para la elaboración de sus políticas, como así también contar con herramientas e instrumentos tendientes a mejorar la aplicación de regulaciones existentes (principalmente los venteos y quema -flaring- no autorizados y/o no declarados en el marco de las regulaciones provinciales análogas a la Res. SE 143/98).

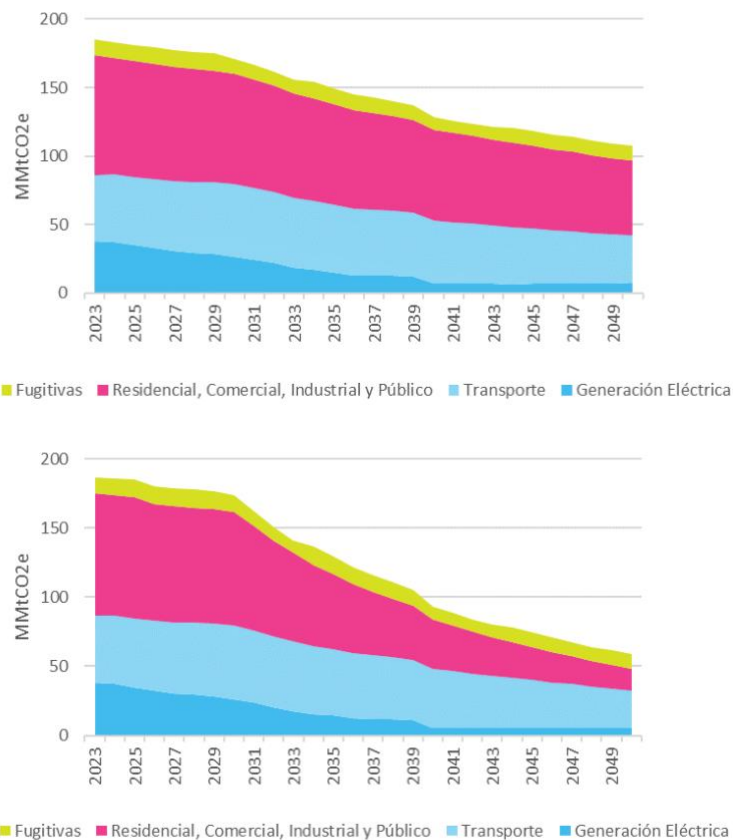
En base a lo anterior, se puede concluir que los escenarios propuestos muestran trayectorias posibles para una transición energética compatible con una estructura productiva inclusiva, estable, dinámica, federal, soberana y sostenible.

Figura 31. Emisiones por origen para el escenario base (arriba), optimista (medio), ambicioso (abajo)



⁵²Excluye hidroeléctricas cuya potencia es superior a 50 MW.

⁵³Disminución respecto a la demanda de gas natural sin considerar la electrificación de usos finales.



Fuente: Elaboración propia a partir de los resultados de los escenarios a 2050.

8.3 Impacto social

En lo social, los desafíos más relevantes están relacionados con la reducción de pobreza energética, la creación de empleo y la mejora de ingresos en términos reales. Esta situación social tiene su correlato en los **consumos energéticos**. Los deciles de menores ingresos generalmente están también expuestos a mayores dificultades de acceso a los consumos energéticos residenciales, ya sea por características urbanísticas y habitacionales, por ubicación geográfica fuera de los alcances de las redes de distribución o simplemente por tener menor equipamiento residencial. Esto hace que el consumo energético de estos hogares sea significativamente menor.

El escenario deseado de una sociedad cada vez más justa, con mejores condiciones de vida para todos los argentinos, y, sobre todo, para los estratos de menores ingresos, tiene como resultado un mayor consumo energético eficiente en estos hogares. El mayor consumo directo energético en los hogares se dará por mayor cantidad de equipos residenciales instalados a la red o más penetración en las redes de distribución de gas natural.

En cuanto a la dimensión inclusiva, el sistema energético debe contribuir a mejorar la calidad de vida de la población disminuyendo progresivamente los costos de su matriz energética. Esto implica garantizar el acceso universal y equitativo a servicios energéticos modernos y de calidad a todos los hogares, independientemente de su ubicación geográfica y de la condición socioeconómica. Asimismo, esto requiere asegurar la asequibilidad de los servicios energéticos, atendiendo, especialmente, a la situación de los sectores socioeconómicos más vulnerables, incorporando la visión sobre las desigualdades de género.



En ese sentido, si bien la generación de empleo ayuda a disminuir la pobreza vía ingresos de los hogares, los subsidios a la energía focalizados a la población en condiciones de vulnerabilidad socioeconómica son una herramienta fundamental en un escenario de transición energética como el planteado. Vinculado con esta cuestión, resta a futuro estudiar y analizar la incidencia y posibles efectos en las tarifas energéticas (y por lo tanto en la pobreza energética), de escenarios que reflejen aumentos del impuesto a los combustibles líquidos y al dióxido de carbono.

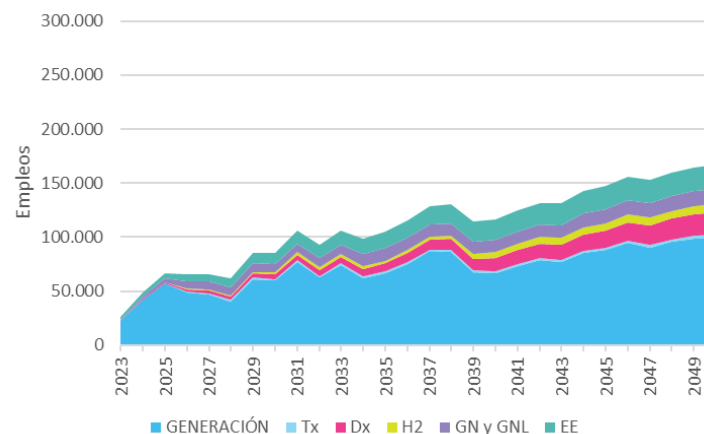
Por otra parte, la transición hacia un futuro descarbonizado tiene impactos significativos en el **mercado laboral**. La expansión de las energías renovables posee la capacidad de generar nuevas oportunidades de empleo en el sector energético, incluyendo trabajos en la construcción, mantenimiento y operación de parques eólicos, solares e hidroeléctricos. Adicionalmente, el desarrollo de nuevas tecnologías asociadas a la transición energética ofrece diversas oportunidades de empleo.

El sector presenta condiciones que repercuten favorablemente en las condiciones de vida de la población, debido a que presenta un alto multiplicador del empleo por sus encadenamientos hacia atrás, generando 3 empleos en la economía por cada empleo creado en el sector energético (CEP XXI - Documento de trabajo N°9, septiembre 2021). Por su lado, los salarios históricamente son entre 2 y 3 veces superiores al salario promedio del sector privado formal (CEP XXI, mayo 2022).

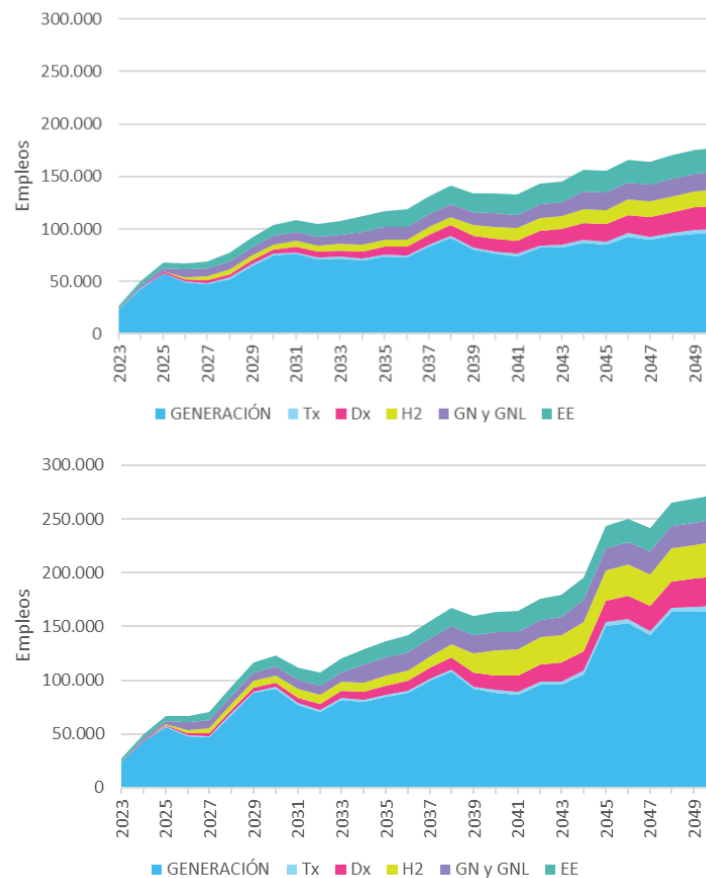
En particular para las energías renovables, un estudio de la ex Subsecretaría de Energías Renovables de 2018 (Generación de empleo - Energías Renovables, 2018) concluye que la generación de empleo privado también tiene un carácter federal: los nuevos puestos de trabajo no se concentran en Buenos Aires y la zona central, sino que se distribuyen, predominantemente, en el NOA, Cuyo y Patagonia.

Con base en los resultados del escenario base a 2050, se proyectó para el sector eléctrico una generación de 167.226 empleos⁵⁴. Los subsectores más dinámicos son Generación (59% del empleo total), seguido de Eficiencia Energética (14%), Distribución (12%), infraestructura de gas y GNL (8%), Hidrógeno (5%) y Transmisión (2%) como se muestra en la siguiente Figura 33.

Figura 32. Generación de empleos por subsector – Proyección a 2050 para el escenario base



⁵⁴Los índices de empleo consideran en la fase de O&M corresponden a: 0,2 personas / MW instalado para generación solar, eólica y baterías; 2,5 personas / MW para PAH; 3,1 personas / MW para generación térmica y nuclear; 3,7 personas / MW para biomasa y biogás; 0,64 personas / MW de electrolizadores; 0,42 personas / millón de inversión para las otras tecnologías.



Fuente: Elaboración propia a partir de los resultados de los escenarios a 2050; a reporte de generación de empleo energías renovables de la ex Subsecretaría de Energías Renovables (Subsecretaría de Energías Renovables, 2018) e Información publicada por el Ministerio de Economía.

Nota: Generación abarca todas las tecnologías e incluye también los sistemas de almacenamiento a baterías y la generación distribuida; Tx significa transmisión eléctrica; Dx: Distribución eléctrica; H2 hidrógeno de bajas emisiones; GNL la central de licuefacción de gas natural; EE eficiencia energética.

Finalmente, la transición energética en Argentina tiene un gran potencial para el **desarrollo de la industria nacional**. La implementación de proyectos de energías renovables implica la creación de nuevas cadenas productivas y el desarrollo de capacidades tecnológicas locales para la producción de bienes y servicios específicos.

En este sentido, el desarrollo de la industria nacional en el contexto de la transición energética se puede dividir en dos aspectos principales: por un lado, el desarrollo de la cadena de valor de las energías renovables y, por otro lado, el desarrollo de la industria de la eficiencia energética.

En cuanto a la cadena de valor de las energías renovables, se pueden identificar distintos eslabones donde se pueden desarrollar capacidades tecnológicas y producción local. Por ejemplo, en la producción de componentes y equipos para la generación de energía eólica y solar, como turbinas eólicas, paneles solares, baterías, sistemas de almacenamiento de energía, transformadores, cables de alta tensión, entre otros. También hay oportunidades en la ingeniería y diseño de proyectos, la construcción y montaje de los sistemas de generación y la operación y mantenimiento de estos.

Por otro lado, en la industria de la eficiencia energética se pueden identificar oportunidades en la producción de equipos y sistemas de ahorro energético, como sistemas de iluminación LED, sistemas de climatización eficiente, equipos de cogeneración, entre otros.



En conclusión, la transición energética en la Argentina presenta desafíos en términos de requerimientos de importación de bienes de capital e insumos, pero también ofrece oportunidades para el desarrollo de una industria nacional más sostenible y competitiva. Con base en el análisis realizado se puede concluir que:

1. Con relación a la inclusión social, se destaca la necesidad de garantizar el acceso equitativo a servicios energéticos de calidad para todos los hogares, especialmente los de menores ingresos; los subsidios energéticos focalizados y la generación de empleo en el sector son herramientas importantes en este proceso.
2. Se resalta el impacto positivo en el mercado laboral que conlleva la expansión de las energías renovables, generando oportunidades en la construcción, mantenimiento y operación de proyectos. Se destaca el potencial de desarrollo de la industria nacional, tanto en la cadena de valor de las energías renovables como en la industria de la eficiencia energética.
3. Es importante que se implementen políticas públicas efectivas que fomenten la inversión y la innovación en el sector para aprovechar al máximo estas oportunidades.
4. Si bien la principal limitante a la sostenibilidad del proceso de transición energética es la falta de financiamiento externo y la fragilidad sistémica de afrontar los compromisos en divisas que significan las inversiones vinculadas al proceso de transición, el potencial exportador del sector energético contribuye positivamente en la generación de divisas y por lo tanto en la estabilidad macroeconómica necesaria para un crecimiento sostenible a largo plazo.



9. Reflexiones finales

El análisis presentado en este documento ha puesto de manifiesto que la transición hacia un sistema energético más limpio, sostenible, socialmente justo y con menores emisiones de GEI podría ser verdaderamente transformador en numerosos aspectos para la economía y la sociedad argentina, haciendo los esfuerzos en pos de alcanzar los compromisos de mitigación del cambio climático.

Argentina dispone de abundantes recursos renovables – altos niveles de irradiación solar, regímenes de vientos fuertes y fiables, numerosos ríos y caudales de agua, y recursos de residuos agrícolas, entre otros – que se distribuyen a lo largo de la vasta extensión geográfica del país. El aprovechamiento a gran escala de estos recursos renovables permitirá a Argentina avanzar hacia una situación en la que la población y todos los sectores de la economía dispongan de acceso a energía con menor huella de carbono.

A su vez, el aprovechamiento de otros recursos para la transición energética, como el desarrollo del gas natural no convencional, ayudará a Argentina a reducir sus importaciones de productos petrolíferos y le permitirá exportar gas natural y GNL a mercados vecinos e internacionales, colaborando en la transición de otros países. Estas exportaciones también contribuirían a mejorar considerablemente la balanza fiscal de Argentina, generando una parte de los recursos financieros necesarios para la enorme escala de inversiones que requieren los sistemas energéticos bajos en carbono y la infraestructura de red de apoyo en el período hasta 2050.

La transición energética de Argentina busca contribuir al uso racional y eficiente de la energía en toda la economía, mejorando su competitividad, el despliegue de proyectos energéticos a nivel local y comunitario, ayudando a reducir la pobreza energética. Además, presenta una gran oportunidad para la creación de nuevos puestos de trabajo a nivel local, con mano de obra formada que desarrollará, construirá, operará y mantendrá, las infraestructuras energéticas bajas en carbono fundamentales para la transición energética.

Por otra parte, en Argentina existen desafíos y barreras a la transición energética, que requerirán ser abordados. En este sentido, es necesario ampliar y reforzar las infraestructuras existentes de transporte de electricidad y gas, ambas fundamentales para facilitar la incorporación de generación renovable y permitir que el gas natural llegue a los puntos de demanda y exportación.

Otro de los desafíos importantes consiste en buscar que los costes económicos de la transición energética tengan un menor impacto que garantice una transición justa y sostenible para la población argentina.

La transición energética a largo plazo exige un alto grado de coordinación, participación y consenso entre todos los actores involucrados, para poder desarrollar una planificación ordenada y alineada. Por otra parte, requiere de una continua evaluación de recursos, capacidades y tecnologías, además de un Estado que dirija, regule y dé forma a nuevos mercados, generando oportunidades para el sector privado, al mismo tiempo que protegiendo a las personas y al ambiente.

La planificación facilita y promueve una transición ordenada, costo-eficiente, competitiva e inclusiva, todos ellos aspectos fundamentales para el éxito de la misma. Además, contribuye a enviar señales claras al mercado sobre la dirección y objetivos de la transición, impulsando y promoviendo el desarrollo de oportunidades de inversión y fomentando la competencia para invertir en infraestructuras clave.

La planificación energética a largo plazo pone de manifiesto cuáles son las principales variables que influyen y afectan la transición energética. La misma debe ser globalmente justa, socialmente equitativa y económicamente sostenible. Ello significa: (1) asumir responsabilidades comunes pero diferenciadas según sus respectivas capacidades; (2) garantizar que la transformación energética sea una oportunidad de desarrollo para el país, asegurando la asequibilidad a servicios energéticos limpios y salvaguardar que los costos asociados de la transición no afecten principalmente a los sectores más vulnerables de la sociedad; y (3) garantizar que el proceso de transición resulte compatible con las capacidades productivas y de balanza de pagos de la economía, a los efectos de evitar procesos asociados a excesiva dependencia tecnológica y de importaciones, que dificulten el desarrollo económico local y la generación de empleo.

Este documento ha estudiado 3 primeros escenarios potenciales para la transición a largo plazo del sistema



energético argentino hacia uno más sostenible, limpio, con menos emisiones y socialmente más justo al 2050. Los resultados detallados presentados reflejan la complejidad de los desafíos de la transición energética y los esfuerzos necesarios en el sector energético en pos de alcanzar los compromisos.

Con una visión, estrategias propias, recursos, saberes y tecnologías es posible alcanzar una Argentina inclusiva, dinámica, estable, federal, soberana y, fundamentalmente, sostenible en la que cada argentino y argentina pueda disfrutar de los beneficios sociales, económicos y ambientales que la transición energética debería posibilitar.

Este documento es un primer ejercicio de evaluación que presenta una serie de posibles potenciales caminos, viables y supuestos para alcanzar un sistema energético más descarbonizado en Argentina al 2050, y sienta las bases para las discusiones claves para la orientación, planificación y facilitación de la misma.

La descarbonización como horizonte, planificada sobre la base de las capacidades sociales, tecnológicas, industriales y macroeconómicas argentinas, habilita un sendero de desarrollo hacia un país más limpio y más justo, para esta generación y las que han de venir.

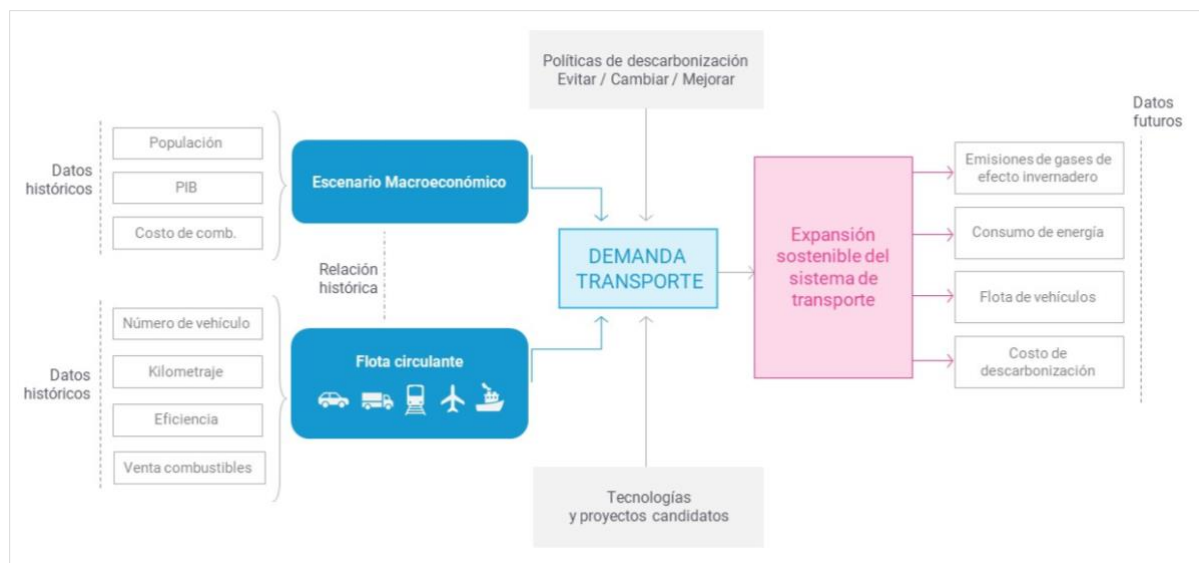
Anexo 1 – Metodología empleada para la modelización de los escenarios energéticos

Se utilizaron dos abordajes diferentes para la evaluación de los escenarios de largo plazo: (i) el abordaje para la evaluación del sector de transporte y otros sectores (ii) la metodología para la expansión del sector eléctrico. Los resultados de dichos modelos fueron integrados en Excel a fin de realizar balances de masa y energía, y estimar emisiones, inversiones y empleo. A continuación, se presenta una breve descripción de las dos metodologías utilizadas.

Metodología para la evaluación del sector de transporte

Para modelar el sector de transporte en Argentina en el contexto de la transición energética, se utilizó un **modelo técnico paramétrico**. Este modelo permite integrar los datos recolectados sobre el parque vehicular, el consumo de combustible y las emisiones de gases de efecto invernadero generadas por cada segmento de transporte, conforme ilustra la figura 33.

Figura 33. Metodología para el sector de transporte



Fuente: Elaboración propia (PSR, 2023)

Desde 2010 se han propuesto y mejorado lineamientos para la elaboración de emisiones de GEI a nivel nacional. Independientemente de la directriz adoptada por el país, el cálculo de las emisiones de GEI del transporte generalmente sigue las directrices del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC). Según la IPCC, las emisiones de GEI del sector del transporte se pueden calcular por el consumo - la cantidad de combustible que consume un vehículo - multiplicado por los factores de emisión de CO₂ correspondientes (top-down) o cálculos basados en el kilometraje medio recorrido y la emisión (bottom-up).

En este estudio se utilizó el enfoque bottom-up, que generalmente fue interpretado por el modelo ASIF y requirió una mayor cantidad de datos que el enfoque top-down. El modelo ASIF asumió que las emisiones del transporte por carretera fueron el resultado de cuatro efectos: Actividades (Activity), distancia recorrida y número de viajes; Modal Choice (Estructura) describió los diferentes modos de transporte y tipo de vehículo; La intensidad energética (Intensity) fue la energía consumida por cada modo, influenciada por las características del vehículo y las condiciones de conducción; y Combustible basado en la composición del combustible.



Formalmente, el enfoque ASIF (Actividad/Estructura/Intensidad/Combustible) viene dado por:

$$D = F \times D_p \times C_e$$

Donde:

- D es la demanda de energía;
- F es el tamaño de la flota;
- D_p es la distancia recorrida en km por cada vehículo;
- C_e es el consumo energético por km de cada vehículo.

Es decir, las estimaciones de las emisiones atmosféricas se basaron en dos conjuntos principales de información: Tasa de actividad (p. ej., distancia recorrida, energía consumida, carga transportada, en el caso del transporte de carga); y Factor de emisión: cantidad de gases emitidos por unidad de tasa de actividad (por ejemplo, gramos por kilómetro, kilogramos por litro, etc.). Las estimaciones desarrolladas y presentadas buscaron, a través de información de movimiento simulado, estimar el consumo de combustible (D) y, con base en ello, estimar las emisiones atmosféricas.

Para el análisis del **sector vial**, se llevó a cabo un **análisis bottom-up** que se centró en el stock de vehículos. Se recolectaron datos detallados sobre el parque vehicular existente, las características técnicas y operativas de los vehículos y los patrones de uso. A partir de esta información, se desarrollaron proyecciones detalladas del parque vehicular y del consumo de combustible para cada escenario considerado.

En el caso de los **sectores ferroviario, aéreo y marítimo**, se llevó a cabo un **análisis top-down**, utilizando proyecciones de la demanda total para cada segmento de transporte. Se consideraron factores como el crecimiento económico, la evolución demográfica y las tendencias del mercado para desarrollar proyecciones detalladas del consumo de combustible y las emisiones de gases de efecto invernadero generadas por cada sector.

Posteriormente, se evaluaron las implicancias de cada escenario, mediante el análisis de la demanda energética, **medida en PJ o GWh**, y las emisiones de gases de efecto invernadero, **medidos en tCO₂e**, con la implementación de medidas para la transición energética del sector de transporte.

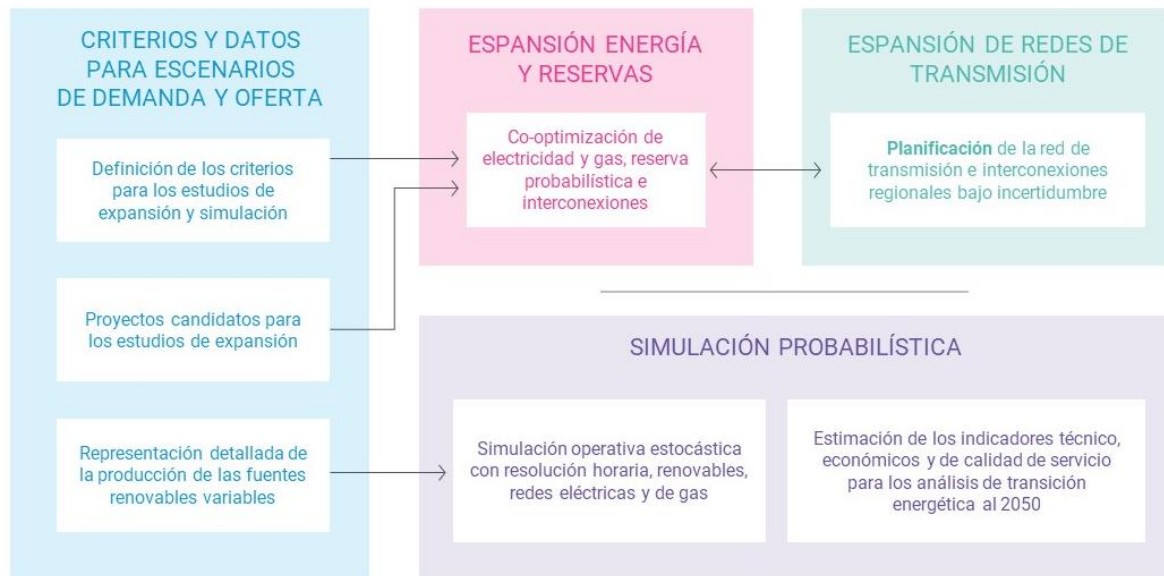
Finalmente, se enfocó en la integración de vehículos eléctricos en el sistema eléctrico, la **curva de carga** y la **infraestructura de recarga** de estos vehículos, mediante la modelización detallada de la demanda de energía eléctrica regionalizada generada por estos vehículos y la evaluación de las implicancias para la infraestructura de carga. La metodología utilizada para la **curva de carga de los vehículos eléctricos** se puede resumir en los siguientes pasos:

- Identificar los tipos de vehículos eléctricos que se utilizarán en el estudio, distinguiendo entre transporte comercial y transporte automotor común.
- Establecer supuestos sobre el patrón de carga de los vehículos eléctricos. Para el transporte comercial, se asume que el 90% de la carga se realizará en las horas del valle y un 10% restante en el resto del día. Para el transporte automotor común, se supone que la carga se distribuirá de manera pareja a lo largo del día, pero que habrá un 40% de vehículos que carguen de manera lenta en las horas del valle y un 60% que carguen de manera rápida en el resto del día.
- Calcular la demanda eléctrica para cada región. La demanda de energía por vehículos eléctricos para la región fue estimada en función de la distribución de la población en las provincias. Esta información se puede obtener a través de datos estadísticos y censales, y se utilizó para estimar la cantidad y el tipo de vehículos eléctricos que se espera que estén en circulación en cada región. Para hacer esto, se utilizó la correspondencia de las provincias con las regiones del sector eléctrico, que se puede consultar en el apéndice.
- Calcular la demanda eléctrica total esperada de los vehículos eléctricos para cada y región en función de los supuestos establecidos en el paso 2 y los datos proyectados en el paso 3.

Metodología para la modelización del sector eléctrico

El diagrama a continuación muestra los principales componentes de la metodología que se aplicó para desarrollar un análisis de largo plazo (con un horizonte hasta 2050) del sistema eléctrico argentino.

Figura 34. Metodología utilizada para los estudios de expansión



Fuente: Elaboración propia (PSR, 2023)

A continuación, se presenta en detalle cada una de las etapas de la metodología utilizada.

Definición de los criterios para los estudios de expansión y simulación

En esta etapa, se definió:

- La representación del sistema existente (generación y transmisión), incluyendo las ampliaciones que ya están en curso o contratadas (que se consideran firmes). Dichos parámetros fueron obtenidos en base a información presente en las bases de datos de CAMMESA y reportadas por la Secretaría de Energía;
- Los escenarios de la demanda de energía consideran la demanda eficiente planteada en los lineamientos para un plan de transición energética a 2030 (Secretaría de Energía, 2021). Posteriormente, se prevé que la demanda siga con un crecimiento tendencial que tiene implícito el desarrollo de nuevas medidas de eficiencia energética. Para este estudio también se contempló en las estimaciones de demanda, proyecciones para las siguientes variables:
 - › Uso eficiente de la energía en los sectores público, productivo, servicios, residencial y transporte, que impacta la demanda eléctrica a ser considerada en el estudio.
 - › Sustitución de combustibles contaminantes por energía eléctrica en los domicilios.
 - › Producción de hidrógeno verde off-grid para su exportación.
 - › Incorporación de vehículos eléctricos e híbridos.
 - › Promoción de la electromovilidad, con énfasis en el transporte urbano.
 - › Proyecciones de generación distribuida.

Además de las variables anteriores, para la simulación del sistema argentino también se consideraron:

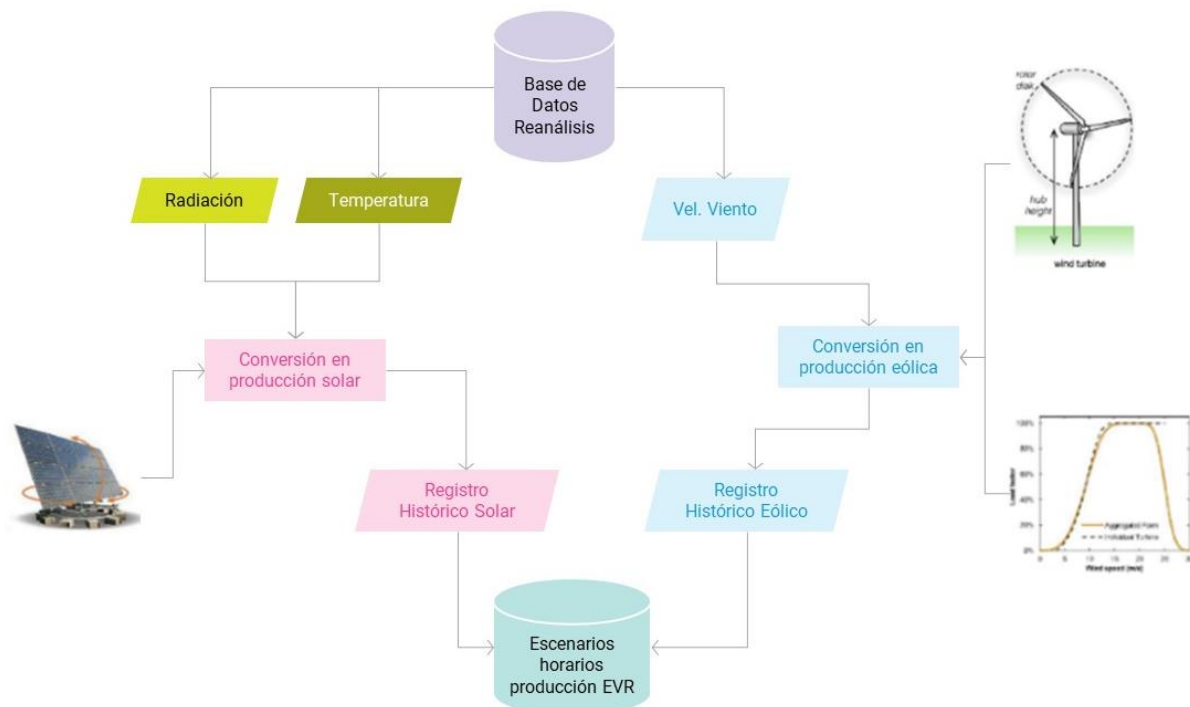
- › Perfiles de demanda en las barras del sistema de transmisión, calculados con base en información histórica de los retiros de energía horarias en los nodos del sistema de transmisión;
- › Las proyecciones de precio de los combustibles y restricciones de disponibilidad de combustibles de centrales térmicas;
- › La definición de costos de inversión para las tecnologías de generación que fueron utilizadas como candidatas en los estudios de expansión;

Representación detallada de la producción de las fuentes renovables variables

La representación detallada de la producción de las fuentes de energía renovable variable (como eólicas o solares) es un tema de fundamental importancia en estudios de transición energética, en función de su característica no controlable con respecto a la capacidad de producción. La variabilidad introducida en la operación de los sistemas con la mayor inserción de las fuentes renovables requiere la utilización de algoritmos de simulación con representación horaria del despacho a fin de capturar la variabilidad de la producción de las renovables.

La competitividad de las fuentes de energía renovable variable (solar y eólica) depende, básicamente, de su capacidad de producción de energía y costos de inversión y, por lo tanto, de la ubicación de los proyectos (coordenadas geográficas). A fin de incorporar estos conceptos, se usó el software TSL ("Time Series Lab"). La figura a continuación presenta el procedimiento usado por la herramienta TSL para preparar datos de producción para centrales renovables (eólicas u/o solares), existentes o proyectos candidatos.

Figura 35. TSL Data: preparación de datos para generación de energía solar y eólica.



Fuente: Elaboración propia (PSR, 2023)

Dada la ubicación de las centrales renovables, el primer paso es descargar las informaciones de, por ejemplo, bases de datos globales, que contienen más de 30 años en resolución horaria de la velocidad del viento y/o de la radiación solar ("reanalysis data"). El último paso es transformar la velocidad del viento calibrado y los registros solares en series de producción de energía utilizando los parámetros del proyecto candidato: tipo de turbina eólica, altura de la torre, tipo del panel solar, "trackers" etc.

El valor esperado del costo de operación de sistemas eléctricos se calcula con el modelo SDDP, modelo de optimización estocástica multietapa que modela tanto las incertidumbres en la producción de las fuentes de energía renovable variable, como también en los aportes de caudales para centrales hidroeléctricas a través de un conjunto



de escenarios. Estos escenarios son producidos de forma integrada, pues pueden existir complementariedades importantes en la producción de diferentes fuentes.

Finalmente, los escenarios consideran diferentes escalas, pues los escenarios de viento y de energía solar tienen resolución horaria, mientras que los escenarios de caudales son semanales. La herramienta TSL Scenarios cumple con los requerimientos arriba mencionados, produciendo escenarios integrados {viento; solar; caudales} que se utilizan en las simulaciones operativas probabilísticas. El TSL utiliza una Red Bayesiana, un modelo estadístico que representa un conjunto de variables y sus dependencias condicionales a través de un grafo jerárquico, y distribuciones de probabilidad no paramétricas.

Proyectos candidatos para los estudios de expansión

Como mencionado anteriormente, el objetivo consistió en desarrollar un modelo de simulación para el sistema eléctrico argentino – en un horizonte de largo plazo (2050) y considerando escenarios de transición energética. En este contexto, la elaboración de proyectos candidatos (de generación, transmisión, almacenamiento, distribución) fue un tema clave que toma en consideración tanto las características particulares de cada país, como también el objetivo del estudio de establecer una visión de largo plazo (2050) para la transición energética.

Para la definición de los escenarios de oferta se consideraron proyectos candidatos para inversión, de diferentes tecnologías – desde centrales renovables (eólicas, solares, hidroeléctricas, etc.), centrales térmicas convencionales (gas natural), centrales nucleares y unidades de almacenamiento (baterías). Para la caracterización de cada uno de los proyectos candidatos se estimó los costos de inversión y O&M para la instalación de las diferentes tecnologías (fuente: informe de supuestos).

De la misma forma, se consideró la ampliación de capacidad de las redes de transmisión con la instalación de proyectos candidatos utilizando tecnologías de transporte convencionales. Para la definición de los costos de inversión de los proyectos candidatos de expansión, del sistema de transmisión, se utilizaron referencias internacionales. Toda la información relacionada se encuentra en el informe de supuestos.

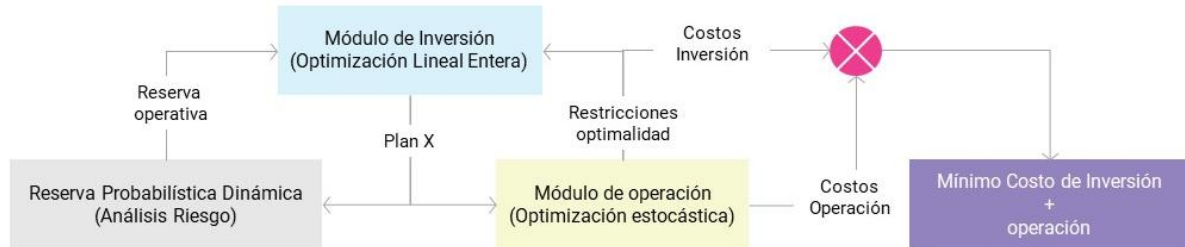
Optimización de la generación, transmisión y reserva

El objetivo de la planificación de la expansión es determinar el conjunto de ampliaciones de la generación y refuerzos en las interconexiones que minimizan el valor presente de los costos de inversión más el valor esperado de los costos operativos (básicamente los costos de combustible de las centrales térmicas y las penalizaciones por las fallas de suministro de energía), tomando en cuenta los requerimientos de reserva probabilística para el manejo de la variabilidad de la producción de las ERV. Además, el plan de expansión debe cumplir con los criterios de confiabilidad de suministro resultante de las fallas de los equipos y de la variabilidad de las fuentes de energía renovable variable.

El plan óptimo se obtuvo a través de la solución iterativa de tres módulos: (i) decisión de inversión en nueva capacidad de generación e interconexiones; (ii) cálculo de la reserva probabilística dinámica (DPR) que se requiere para el manejo de las fuentes de energías renovables variables existentes y planeadas; y (iii) simulación probabilística de la operación del sistema para el plan y reserva calculadas en los módulos anteriores.



Figura 36. Expansión integrada generación, reserva e interconexiones



Fuente: Elaboración propia (PSR, 2023)

Los planes del módulo de inversión resultan de la solución de un problema de optimización de programación entera mixta (MIP), y se representan por el vector X ; el costo de inversión asociado es $I(X)$. A su vez, el módulo de reserva calcula el monto de capacidad flexible $R(X)$ que garantiza la seguridad operativa del sistema contra las desviaciones de la producción de las fuentes renovables variables.

El objetivo del módulo de simulación probabilística es calcular la política óptima para la operación del sistema eléctrico argentino y estimar el costo de operación (costos de combustibles, emisiones y penalidades) para el plan X propuesto por el módulo de inversión. Este módulo representa de forma individualizada los elementos de producción (centrales hidroeléctricas, centrales térmicas, fuentes renovables etc.) y el sistema de transmisión (barras, líneas de transmisión y cargas eléctricas), tanto los elementos existentes como los componentes del plan de expansión X , en el modelo de despacho estocástico SDDP.

El estudio de simulación detallada de la operación consistió, inicialmente, en optimizar el uso de los recursos disponibles de forma de minimizar los costos de suministro de la demanda (costos operativos) para el horizonte de planificación. Una parte importante de la simulación, en función del alto grado de inserción de centrales renovables variables (eólicas y fotovoltaicas), está relacionada a la representación de las necesidades de reserva operativa para el manejo de la incertidumbre de las fuentes renovables.

Para estimar los requerimientos de reserva operativa para el manejo de las incertidumbres de las centrales renovables se utiliza una metodología denominada de Reserva Dinámica Probabilística (RDP) que determina los requerimientos para la reserva operativa en función de las incertidumbres de los escenarios utilizados para representar la producción de las centrales renovables.

Los resultados de la aplicación de la metodología en los análisis de transición energética a 2050 del sistema argentino serán diferentes escenarios para la modernización del sistema eléctrico que plantean diversas rutas y niveles de ambición hacia la descarbonización al 2050. Los resultados incluyen el mix de expansión del sistema argentino, la generación del sistema por tecnología, la proyección de gases de efecto invernadero, proyecciones para los costos marginales de operación, perfiles de generación (despacho) del sistema por tecnología, el plan óptimo para la expansión de los sistemas de generación y transmisión (capacidad de interconexión entre zonas), estimativas para los costos de expansión (costos de inversión, operación y costos totales), entre los más relevantes.



Metodología para la evaluación de emisiones

A continuación se detalla la metodología usada para la estimación de emisiones de gases de efecto invernadero del sector energético.

Emisiones de ligadas a la generación eléctrica

Como se mencionó, el modelo utilizado permite, entre otras cosas, estimar el despacho, el consumo y las emisiones asociadas a la generación térmica. Las emisiones de la generación térmica se estiman en base a un coeficiente de emisión para cada central, el cual depende de la eficiencia y combustible de la central. Los valores considerados corresponden a los reportados por CAMMESA.

En este sentido, las emisiones ligadas a la generación eléctrica son la consecuencia del despacho térmico requerido para satisfacer la demanda con el parque de generación y el sistema eléctrico considerado. Surge entonces que por cada escenario de generación eléctrica corresponde un escenario de emisiones.

Emisiones de transporte

Las emisiones del sector transporte se estiman en base los siguientes parámetros:

- Tasa de actividad (p. ej., distancia recorrida, energía consumida, carga transportada, en el caso del transporte de carga).
- Factor de emisión: cantidad de gases emitidos por unidad de tasa de actividad (por ejemplo, gramos por kilómetro, kilogramos por litro, etc.).

El modelo usado busca estimar el consumo de combustible a través de información de movimiento simulado. Con lo cual estimar las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas al sector transporte. Para mayor detalle ver "Metodología para la evaluación del sector de transporte" al inicio de este anexo.

Emisiones del sector residencial, comercial, industrial y público

La estimación de emisiones del sector residencial, comercial, industrial y público se realizó en base a la siguiente metodología:

1. Se estimó, para cada sector de consumo, la demanda base de gas natural y combustibles líquidos hasta el 2050.
2. Dicha demanda fue afectada en base a las hipótesis y resultados de cada escenario. En particular la electrificación de nuevos usos, el uso de hidrógeno verde y el consumo de combustible del sector transporte. De esta manera, se obtuvo una demanda neta local de combustibles fósiles para cada escenario.
3. Finalmente, se estimaron las emisiones en base a la demanda de combustibles fósiles y el factor de emisiones asociado a cada combustible. Dichos valores corresponden a lo reportado en el IPCC.

Emisiones fugitivas

A continuación se detalla el procedimiento seguido para estimar las emisiones fugitivas para cada escenario:

1. Para cada escenario se elaboró una ruta de importación y exportación de combustibles fósiles.
2. Los valores anteriores se combinaron con la demanda neta local de combustibles fósiles (ver emisiones del sector residencial, comercial, industrial y público). De esta manera se obtuvo una demanda neta total requerida para cada escenario.
3. A fin de estimar la producción de combustibles fósiles, se introdujo pérdidas y consumos no aprovechados a la demanda neta total. Dichos valores fueron estimados en base al Balance Energético Nacional del 2021.
4. Finalmente, las emisiones fugitivas se estimaron en función a factores de emisiones reportados en el IPCC.



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
1983/2023 - 40 AÑOS DE DEMOCRACIA

Hoja Adicional de Firmas
Anexo

Número:

Referencia: EX-2023-66762767-APN-SE#MEC - Anexo I

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 72 pagina/s.