

Lineamientos para una Transición Energética al 2030

ANÁLISIS FARN

DICIEMBRE 2021



El documento de la Subsecretaría de Planeamiento Energético *Lineamientos para una Transición Energética al 2030*, **Resolución 1036/2021**, hace un análisis sobre la situación actual de la Argentina de cara a la transición energética. La perspectiva desde la que se aborda el “proceso de transición basado en nuestras capacidades” parte de la importancia fundamental de la matriz energética para el desarrollo económico y, por ende, la necesidad de que ella dé respuesta a los acuciantes problemas sociales y económicos. De esta forma, desde el plan se busca expandir el trilema de la energía (seguridad energética, equidad energética y sostenibilidad ambiental) a un **cuatrilema** que incorpora el desarrollo tecno-industrial o la consolidación de capacidades tecnológicas, un punto fundamental en el desarrollo de las energías limpias.

La publicación preparada por la Secretaría de Energía plantea la intensificación de la extracción de combustibles fósiles (con el gas a la cabeza) como uno de los objetivos centrales para reducir las emisiones de GEI a 2030, en clara contradicción con las recomendaciones científicas. Otros objetivos son la eficiencia energética, la incorporación de potencia de energía limpia (considerando en esta línea las grandes hidroeléctricas, la nuclear), el desarrollo de capacidades tecnológicas nacionales, y una estrategia nacional para el desarrollo del hidrógeno (aunque solamente es mencionado el hidrógeno azul).

El documento pareciera plantear una tensión muy fuerte entre los objetivos de desarrollo económico y la transición hacia una matriz energética más limpia debido principalmente a la falta de divisas y de capacidades tecnológicas locales. Sin embargo, a esto se suma las oportunidades de negocios del sector hidrocarburífero que tiene sus días contados y está jugando con el límite temporal de las metas climáticas.

Uno de los objetivos centrales del plan de transición es aprovechar los recursos de gas natural no convencional de la Cuenca Neuquina y offshore, tal como se señala en el documento varias veces. El gas es concebido como un combustible como puente en la transición dada su supuesta menor intensidad de emisiones frente al carbón. Además, la explotación de recursos no convencionales “ha permitido sustituir costosas importaciones de GNL”, por lo que puede permitir una colaboración a la transición energética de otros países “gracias a” la exportación del gas natural extraído en las cuencas onshore y offshore.

Sin embargo, considerar al gas como un combustible puente para la transición tiene al menos cuatro puntos a considerar. En primer lugar, si bien su intensidad en carbono puede ser menor respecto a otros hidrocarburos, dada la velocidad con la que las emisiones de GEI deben ser reducidas para cumplir las metas climáticas no es recomendable incentivar la extracción de ningún combustible fósil (IISD, 2021). Segundo, dada la reducción de costos de las renovables, en la actualidad no habría necesidad de un combustible puente (IISD, 2021). Tercero, las fugas de metano de los gasoductos podrían indicar que el gas no sea menos contaminante que otros hidrocarburos (IISD, 2021). Finalmente, el gas requiere de millonarias inversiones en infraestructura que, si se llevaran a cabo hoy en un marco internacional que avanza hacia el abandono de los fósiles, podrían quedar completamente inutilizadas en unos pocos años y ser activos varados (Oil Change International, 2019).

No es nada casual la estrategia del Ministerio de Economía de hacer escenarios de acá a 2030 (plazo de la Contribución Nacional Determinada) y ante la ausencia de una Estrategia de Largo Plazo al 2050. **Se defiende la necesidad de desarrollo del país para poder luego encarar una etapa más acelerada de transición recién después de 2050 ya que, según la Secretaría de Energía, “el sector hidrocarburífero se encuentra en pleno proceso de desarrollo, tanto de sus cuencas onshore como offshore, para aportar las divisas necesarias que requiere el proceso de transición hacia una matriz más limpia”.** Esta postura ignora por completo los riesgos de inversión en activos varados y los compromisos asumidos a nivel internacional en el marco de la crisis climática.

Los escenarios del documento esperan un **crecimiento del consumo eléctrico** (hoy de 130 TWh anuales) que alcanzaría los 168 TWh para 2030 o 155 TWh en caso de éxito de las medidas de eficiencia energética. Para el **gas**, los escenarios indican que el consumo será de entre 103 y 113 MMm³/d o de 93-104 MMm³/d en caso de eficiencia energética para 2030 (hoy de 86 MMm³/d).

Las medidas del lado de la demanda están divididas por sectores. Para el sector residencial, la cartera de Energía promueve medidas de eficiencia como mayor aislamiento térmico y un Programa Nacional de Etiquetado de Viviendas.

El aumento en la extracción de gas offshore en la plataforma continental y de no convencional en la Cuenca Neuquina sería acompañado por un mayor consumo de gas del transporte. La estimación de la demanda de combustibles se divide en dos escenarios distintos: uno de políticas activas donde se incentiva la gasificación y electrificación (aunque el foco esté en la primera) y otro con menor intervención. Así, la Secretaría relega la electrificación a pesar de la presentación por el Poder Ejecutivo de un proyecto de ley de incentivos a la movilidad sustentable con foco en la electromovilidad en octubre de 2021.

TABLA 1: ESCENARIO PARA LA OFERTA DE COMBUSTIBLES PARA EL SECTOR DE TRANSPORTE

	2030 bajo escenario de políticas existentes	2030 bajo escenario de políticas activas
Participación de vehículos a GNC	13%	29%
Venta de autos y livianos eléctricos	8%	20%
Venta de vehículos pesados a GNC	9%	45%
Demanda GNC para transporte (kbOE/d, 40 en 2019)	57	103

Fuente: elaboración propia

El consumo de gas del transporte pasaría de 6,7 MMm³/d en 2019 a 21 MMm³/d para 2030 en un “escenario ambicioso” y el parque automotor crecería en un 28% para pasar de 301 automóviles cada mil habitantes en 2018 a 385 en 2030, con un 45% de vehículos pesados a GNL en un escenario de políticas activas contra un 9% en un escenario de políticas existentes. De esta forma, la demanda de combustibles aumentaría de 395 kbOE/d en 2019 a 502-512 kbOE/d en 2030 en los escenarios de políticas activas y existentes respectivamente, en clara contradicción con los objetivos de mitigación.

Para la **oferta de energía eléctrica**, el documento pone en tensión **dos escenarios**: REN 20 (20% de matriz eléctrica de renovables, la meta para 2025 de la Ley 27.191, incorpora 7664 MW de potencia, 95% renovables) y el REN 30 (30% de matriz renovables, 10.839MW adicionales, 96% renovables). El escenario REN 30 requiere un cambio más acelerado, mayores inversiones y gasto de divisas; en cambio, el escenario REN 20 sería “consistente con la estabilidad macroeconómica”. Es necesario recordar que las consideraciones alrededor de la dependencia tecnológica de las energías renovables fueron incluidas en el debate de la Ley 27.191, con incentivos a la producción nacional de insumos. Sin embargo, **en 2017** se desgravó la importación de bienes de capital para las renovables.

El documento hace una estimación de las inversiones y un cálculo diferenciado de divisas requeridas de acuerdo a la tecnología local disponible en cada escenario en base a la estimación de la necesidad de importaciones de los componentes. Las inversiones necesarias en potencia, transporte eléctrico y eficiencia eléctrica a 2030 alcanzarían los USD 20.628 millones para el REN 20 (USD 10.629 millones en divisas) y USD 27.374 millones para el REN 30 (USD 14.610 millones de divisas).

De esta forma, para la cartera energética el REN 30 derivaría en un “aumento en la dependencia tecnológica de proveedores extranjeros”; en cambio, el REN 20 responde “a objetivos de desarrollo socioeconómicos amplios y no una restricción al mismo”. En un escenario REN 20 el 70% de la energía eólica y solar fotovoltaica podría ser cubierta por tecnología nacional; estos porcentajes disminuyen a 38% y 46% respectivamente para el REN 30 dada la velocidad de implementación. En este sentido, el REN 30 impactaría “negativamente en las tarifas eléctricas y en la vulnerabilidad financiera”. Sin embargo, estas afirmaciones parecieran ignorar la ya alta dependencia tecnológica y altos costos de los combustibles fósiles que, por ejemplo, recibieron en total USD 7.339 millones en subsidios 2020.

TABLA 2: COMPARACIÓN ENTRE REN 20 Y REN 30

Datos para cumplir con los objetivos al año 2030	REN 20	REN 30
% matriz eléctrica con renovables	20%	30%
MW adicionales (% renovables)	7664 MW (95%)	10.839MW (96%)
Inversión total (potencia, transporte eléctrico y eficiencia eléctrica)	USD 20.628 millones	USD 27.374 millones
Necesidad de divisas (debido a importación de tecnología)	USD 10.629 millones	USD 14.610 millones
Energías a incorporar	3.283 MW de eólica 2.187 MW de hidroeléctrica 950 MW de solar fotovoltaica 422 MW de biomasa 420 MW de termoeléctrica 370 MW de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos (PAH) 32 MW de nuclear	Se suma a la potencia del REN 20: 2.725 MW de eólica 450 MW de solar fotovoltaica
Componente tecnológico que puede aportar la industria nacional	70% para eólica y solar fotovoltaica	38% para eólica y 46% para solar fotovoltaica

Fuente: Elaboración propia

La potencia adicional de los escenarios REN 20 y REN 30 incluye proyectos RenovAr, de la Resolución 202/16 del (ex) Ministerio de Energía, del Mercado a Término de Energías Renovables (MATER) y el cumplimiento de la Ley 27.424 de Generación Distribuida. El escenario REN 20 para 2030 incluye 3.283 MW adicionales de eólica, 2.187 MW de hidroeléctrica, 950 MW de solar fotovoltaica, 422 MW de biomasa, 420 MW de termoeléctrica, 370 MW de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos (PAH) y 32 MW de nuclear.

La potencia renovable adicional del REN 30 frente al REN 20 sería cubierta por 2.725 MW de eólica y 450 MW de solar fotovoltaica. De esta forma, según el documento en el REN 20 el 95% de la potencia adicional es limpia y alcanza el 96% en el REN 30; destacando que **estas estimaciones consideran “limpia” a la hidroeléctrica, la biomasa y la nuclear.**

La oferta energética a 2030 tiene al gas como protagonista, tal como se concibe en los escenarios del sector transporte. El gas pareciera dar la posibilidad de cumplir en simultáneo objetivos ambientales, económicos y sociales a través de la reducción de emisiones, el aumento de exportaciones en la región, la generación de divisas y la posibilidad de garantizar energía asequible. Se menciona que las exportaciones de gas podrían alcanzar hasta los 30MMm³/d. Así, el escenario de **mayor extracción de hidrocarburos** presentado como pata fundamental del proceso de transición energética implica un aumento de la extracción para requerimientos locales (incluyendo consumo local y potencial exportación) entre 2021 y 2030 de 128 a 186 MMm³/d en el caso del gas y de 508 a 738 kbb/d en el caso del petróleo.

El límite estructural para el aumento del consumo de **gas** es su transporte, por lo que el documento enumera las **inversiones en infraestructura** que se inscriben dentro del Transport.Ar para 2021-2023: estas alcanzan los USD 3.371 millones, incluyendo el Gasoducto Tratayén-Saliqueló-San Jerónimo (USD 2.540 millones, el 75% de las inversiones) además de varias ampliaciones y reversiones de proyectos vigentes.

Obviamente, estos escenarios energéticos de intensificación de la extracción de hidrocarburos implican un aumento en las emisiones de GEI en el sector energético: pasarían de 193,4 MtCO₂e en 2016 a 201,4 MtCO₂e en el REN 20 y 193,7 MtCO₂e en el REN 30. Desde la Secretaría de Energía destacan la re-

ducción de emisiones en el subsector de generación de electricidad, que disminuye de 47,83 MtCO₂e en 2016 a 22,6 MtCO₂e en el REN 20 (-52,7%) y a 17,1 MtCO₂e en el REN 30 (-64,2%). Sin embargo, dado el aumento en la extracción de combustibles fósiles, las emisiones de GEI aumentan ostensiblemente.

Por último, es necesario mencionar las otras fuentes de energía. El documento contempla la incorporación de:

TABLA 3: FUENTES DE ENERGÍA EN LA TRANSICIÓN

Tipo de energía	Potencia	Proyecto
Hidroeléctrica	2.223 MW	Añá Cuá, Gobernador Cepernic- Néstor Kirchner y Chihuido I.
Nuclear	32 MW	Central Argentina de Elementos Modulares (CAREM) ¹ .
	1.400 MW	Dos centrales con tecnología CANDU y Hualong One. Esta última tecnología para la "IV Central Nuclear" con un costo de USD 7.900 millones ² .
Termoeléctrica	420 MW	Centrales termoeléctricas Brigadier López y Ensenada Barragán.

Fuente: Elaboración propia

La Secretaría de Energía hace un repaso por los países líderes como detentores de patentes y tecnología en el sector de las energías renovables. Esto incluye las disputas geopolíticas que se dan en este sentido, sugiriendo la conveniencia económica detrás de la agenda verde de algunos países como Dinamarca o Alemania.

A pesar de ello, la publicación remarca la relación directa entre el proceso de transición y la importancia del desarrollo económico. Es ahí, donde los niveles de cooperación internacional de los países del Norte Global serán fundamentales a la hora de garantizar una matriz energética más limpia³, en respecto al marco de derechos humanos y a los compromisos asumidos en materia climática.

El documento destaca el rol central de la tecnología en la transición energética. La cooperación internacional no solo debería pensarse como flujos de dinero. También podría traducirse en una transferencia de tecnología que facilite una más rápida y menos costosa implementación de las energías renovables. Sin embargo, no pareciera ser este el principal impedimento para la transición, ya que las oportunidades que seguirá habiendo en el mercado regional de hidrocarburos para la exportación de gas y petróleo seguramente sean priorizadas frente a los objetivos socioambientales de una matriz energética limpia.

1. Primer reactor nuclear diseñado y construido enteramente en Argentina.

2. Incluida entre las obligaciones negociables del Estado en el presupuesto 2022.

3. Las energías limpias desde la perspectiva de este trabajo son las enmarcadas en la Ley de Energías Renovables Ley 27.191.

REFERENCIAS

IISD (2021). *Step Off the Gas: International public finance, natural gas, and clean alternatives in the Global South*. Disponible en: <https://www.iisd.org/system/files/2021-06/natural-gas-finance-clean-alternatives-global-south.pdf>

Ministerio de Economía (2021). Decreto 1036/2021. Disponible en: <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/252092/20211101>

Oil Change International (2019). *Burning the gas 'bridge fuel' myth: why gas is not clean, cheap or necessary*. Disponible en: http://priceofoil.org/content/uploads/2019/05/gasBridgeMyth_web-FINAL.pdf