cea
CÁMARA EÓLICA ARGENTINA

AMPLIACIONES EN EL SISTEMA DE TRANSPORTE

Compromisos de descarbonización, metas y resultados económicos: motivos urgentes para acelerar una tarea pendiente

Capacidad de transporte y generación eólica: la necesidad de acelerar su desarrollo.

Resumen Ejecutivo

El desarrollo del sector eléctrico, energético y productivo en general en Argentina en las próximas décadas estará atravesado por las exigencias que impondrá de una u otra forma la transición energética. Si bien aún los compromisos se encuentran lejos de lo requerido para evitar que el calentamiento global exceda a 2050 los 1,5 C e incluso los 2 C, cada vez más países comprometen metas de descarbonización, que además son cada vez más exigentes. Ya comienza a haber indicios de que la huella de carbono comenzará a operar como una barrera comercial entre países y regiones, como la *Carbon Border Tax* que está implementando la Unión Europea. En el mundo corporativo también se observan cada vez más empresas asumiendo compromisos en línea con los objetivos trazados en las COP, que implican que las posibilidades de participar en las cadenas de valor global o regional no estarán disociadas de la disponibilidad de energías limpias.

Argentina comenzó a recorrer el camino de la transición energética con la sanción de la Ley 27.191, que por primera vez fijó metas de penetración de energías renovables no convencionales en la matriz eléctrica: 20% a 2025. En línea con las metas planteadas en la Ley, Argentina presentó compromisos de descarbonización en la COP 26 que implicarían una penetración renovable a 2030 del 20% en un escenario base, y del 30% en un escenario más exigente.

La implementación de la Ley fue muy exitosa, llevando la generación renovable del 2% en 2015, año de sanción, al 14% en 2022, proyectado al 15% a 2023. El resultado de esta política se explica no solo por los incentivos y mandatos introducidos en la Ley, sino también por la disponibilidad de capacidad en el sistema de transporte, resultante de importantes esfuerzos de inversión realizados por el sector público en los años precedentes; por la mejora sustantiva en la competitividad renovable registrada en el mundo gracias al progreso tecnológico, y los elevados costos de combustibles que enfrentaba el sector eléctrico en Argentina; y por la creciente disponibilidad de financiamiento de organismos multilaterales de crédito, agencias de promoción de las exportaciones de países exportadores de tecnologías verdes, y fondos de inversión, bancos y demás instituciones privadas, en un contexto en el que mejoró significativamente el acceso de Argentina al crédito internacional.

El impacto que produjo la incorporación de generación renovable, liderada por la generación eólica con un 75% de participación, fue particularmente positivo en Argentina. La introducción de generación renovable permitió reducir el consumo de combustibles líquidos y GNL importados, generando una reducción en los costos del sistema año a año, menores importaciones de energía y menor peso en la cuenta de subsidios energéticos, mejorando el resultado fiscal. En los últimos dos años, caracterizados por la bajísima generación hidroeléctrica y los extraordinariamente elevados precios de los combustibles importados, el impacto fue particularmente positivo con 15 USD/MWh de reducción del costo de generación, USD 4.500 MM de ahorro de divisas (USD 6.000 desde 2018, valor superior a lasreservas netas en poder del BCRA) y USD 2.000 MM de ahorro fiscal. Al saldo favorable en materia económica se sumó el impacto positivo en términos operativos: sin generación renovable, el diferencial de combustibles líquidos que hubiera tenido que administrar CAMMESA habría llevado al límite las capacidades logísticas del sistema eléctrico, incrementando los niveles de falla sensiblemente.

De cara a los próximos años la generación renovable seguirá aportando a la reducción de costos y el ahorro de divisas en función los precios esperados para los combustibles importados en los mercados

de futuros. Por cada 1000 MW adicionales de capacidad eólica instalada, el ahorro externo permitiría recuperar las divisas necesarias para la importación de equipos en menos de 18 meses, generando ahorros netos de allí en adelante. Adicionalmente, en el contexto de transición energética, en el que Argentina apuesta a ser proveedor de GNL en el mercado mundial en el transcurso de la próxima década, una mayor penetración renovable generaría mayores saldos exportables de gas y liberaría capacidad de transporte de gas para la exportación.

Entonces, Argentina enfrenta un escenario en el que por un lado las presiones internacionales por acelerar la transición energética serán crecientes, en el que comenzarán a ser más frecuentes las barreras comerciales verdes, y en el que la eficiencia y penetración renovable serán vectores de competitividad para la economía y de atracción de inversiones. En paralelo, desde una perspectiva con foco puesto en el desempeño macroeconómico y del sector eléctrico local, la mayor penetración renovable viene produciendo efectos positivos muy significativos, que se extenderán durante las próximas décadas. En consecuencia, los elementos de análisis externos e internos convergen en el sentido de la necesidad de consolidar las políticas de desarrollo del sector.

El principal límite que enfrenta hoy un mayor despliegue de la generación renovable es la capacidad de transporte remanente en el sistema eléctrico. Ni la Ley ni los compromisos asumidos en la COP 26 han ido de la mano del desarrollo de herramientas concretas para la ampliación del sistema de transporte en alta tensión que sean consistentes con dichas metas. Existen multiplicidad de análisis sobre las obras requeridas para cumplir los objetivos de la Ley realizados por CAMMESA, Transener y las transportistas. Así mismo, el CAF en el marco del CFEE tiene potestades para dar inicio formal a nuevos proyectos y realizar las licitaciones para llevarlos a cabo, y alternativamente se creó la UESTEE, que podría cumplir dichas funciones, y planear el desarrollo del sistema de transporte. Sin embargo, no se ha logrado articular un esquema que permita trazar metas claras de ampliación del sistema, y mecanismos para pasar de los estudios a planes, de allí a licitaciones y a materializar los proyectos.

Entre los proyectos que se encuentran en carpeta se destacan los requeridos para garantizar la evacuación de la energía de las centrales hidroeléctricas en construcción en la Provincia de Santa Cruz, y el Plan Amba I necesario para incrementar la capacidad de importación de la región metropolitana y garantizar su abastecimiento seguro en la próxima década. Ambos proyectos tendrían un impacto favorable sobre la posibilidad de avanzar en la incorporación de generación renovable, en particular eólica. El Plan AMBA I mediante la construcción de la ET Plomer, las líneas de salida y la línea Viboratá-Plomer en 500 kV permitiría integrar 1000 MW de capacidad eólica en el corredor Bahía Blanca-AMBA. El sistema de transporte asociado a las centrales del Río San Cruz, incluyendo el corredor Diamante-Charlone-Nueva Junín-Plomer permitiría sumar, además del pleno despacho de la energía hidroeléctrica de las nuevas centrales, un piso de 700 MW renovables entre Patagonia y Cuyo.

De estos dos proyectos, el Plan AMBA I ha iniciado el pedido de acceso a la capacidad de transporte a través del CAF, en el marco de un MOU firmado con la República Popular China, y en el que se establece que las obras las realizaría State Grid por acuerdo Estado-Estado. Sin embargo no se han definido ni discutido las condiciones de acceso al financiamiento chino, y por ende las obras no tienen fecha de inicio cierto. Las ampliaciones vinculadas a las centrales del Río Santa Cruz están en un grado aún menor de avance. No se ha definido un marco para su realización, ni traza, ni obras involucradas, ni financiamiento; tampoco hay fechas previstas de licitación, aun enfrentando un cronograma exigente si se considera que las centrales estarían terminadas hacia 2028, y si no se cuenta con capacidad de transporte adicional el vertimiento de energía sería muy elevado.

Frente a obras de gran magnitud en 500 kV, cuyo impacto sobre la capacidad de integración de nueva generación renovable además depende de la realización de numerosas obras complementarias en menor tensión, el rol del Estado Nacional en la definición de la estrategia, las prioridades y los mecanismos para cumplir con los objetivos trazados en la Ley y los compromisos asumidos en la COP 26 es ineludible.

El sector privado, que ha demostrado en los últimos años que con un marco normativo claro tiene una clara decisión de invertir en el desarrollo y construcción de proyectos, podría acompañar o complementar un plan de expansión del sistema de transporte orientado a la incorporación de energía renovable liderado por el Estado Nacional. Pero los elevados costos este tipo de obras, que además redundarían en beneficios para sistema en su conjunto, implican que no sería posible internalizar plenamente en contratos en el MATER inversiones tan importantes en transporte a cargo del sector privado.

Dentro de los mecanismos existentes para el desarrollo del sistema de transporte en cabeza del sector privado las ampliaciones por interés público podrían ser una alternativa. Este mecanismo establece las condiciones para el recupero de la inversión a prorratear entre toda la demanda del MEM siempre que, como ocurriría en estos casos, las ampliaciones sean de interés público. Ahora, como los montos requeridos para realizar ampliaciones en 500 kV son de gran magnitud, el financiamiento privado podría requerir mecanismos adicionales de garantías similares a los establecidos en el marco del Programa Renovar para lograr financiar esas obras.

El interés del sector en desarrollar proyectos y financiarlos y el interés de la demanda por contratar energía renovable es un dato; los compromisos asumidos por el Estado Nacional a través de la Ley 27.191 y las NDC comprometidas en la COP 26 son una realidad; la mayor presión en pos de acelerar la transición energética se presenta como una tendencia sin retorno; la conveniencia de la incorporación de generación renovable desde el punto de vista macroeconómico y del sistema eléctrico hasta 2022 y de cara a los próximos años es concluyente. El sector privado, y en particular la Cámara Eólica, tiene la vocación de colaborar activamente a fin de que la convergencia de intereses se transforme en proyectos concretos que dinamicen la actividad y permitan cumplir las metas trazadas por el Estado Nacional.

PARTE I

Contexto global, local y saldos de la incorporación de generación renovable en la matriz energética argentina.

1. Tendencias y compromisos globales y regionales

Desde la pandemia en adelante, con el cambio de administración en Estados Unidos, y luego de la COP 26, ha cristalizado la idea de que la transición energética va a dominar la agenda global las próximas décadas. Los compromisos con el objetivo de *net-zero carbon* a 2050 si bien son de difícil cumplimiento, van a generar fuertes presiones sobre los países que no avancen en ese sentido.

La Unión Europea, Japón y Reino Unido comprometieron por ley alcanzar *net zero carbon* para 2050. Estados Unidos presentó metas de reducción de emisiones del 52% a 2030, y la expresó la voluntad de alcanzar las NZE a 2050, mientras avanza en una estrategia de desarrollo de proveedores de tecnología y equipos para la transición energética que involucra gigantescos subsidios para el sector. En la previa de la COP 27, durante septiembre de 2022, el departamento de estado firmó acuerdos para acelerar y apoyar la transición energética en países clave por su peso y volumen de emisiones: Indonesia y Vietnam.

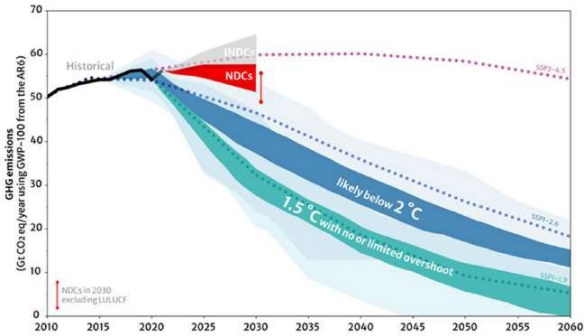
China tiene por objetivo lograr el pico de las emisiones de CO_2 antes de 2030 y alcanzar la neutralidad de carbono antes de 2060; reducir las emisiones de CO_2 por unidad de PIB más de un 65% del nivel 2005; aumentar la participación de combustibles no fósiles en la matriz de energía primaria a un 25%, aumentar el volumen de existencias forestales en 6.000 millones de m3 respecto al nivel de 2005 y alcanzar en 2030 los 1.200 GW de potencia instalada solar y eólica.

En la región, países como Chile ya han desarrollado planes y estrategias a 2050 para encarar la transición energética, y presentan un desarrollo de la generación renovable más profundo que el observado en Argentina. Allí ya el 30% de la potencia instalada es Renovable No Convencional, con 8.400 MW; está planteado un programa de descarbonización agresivo de su matriz eléctrica para las próximas décadas; y se apuesta a apalancar el desarrollo de nuevos sectores exportadores (hidrógeno verde) a partir de la buena dotación de recursos primarios para la generación de energía renovable.

Otros países vecinos, como Brasil, no cuentan con una estrategia definida para encarar la transición energética, pero incluso partiendo de niveles muy bajos de emisiones por la elevadísima participación de la generación hidroeléctrica en su matriz, y bajos costos de generación, ya instalaron 25.342 MW de potencia renovable, que representan el 14,6% de la potencia instalada, y tienen previsto instalar 11.000 MW más es los próximos 4 años (18,7% de la potencia prevista a 2026).

La urgencia respecto de la necesidad de acelerar la transición energética y las acciones orientadas a reducir las emisiones de gases efecto invernadero toma cada vez más cuerpo en los compromisos de los estados nacionales, estados sub-nacionales y el sector corporativo. Aún así las NDC propuestas por los países en la COP-26 no son suficientes para que la tendencia sea consistente con las metas de emisiones requeridas para evitar un incremento de la temperatura global a 2050 superior a los 2 C, y menos aún con el objetivo de máxima de alcanzar las “emisiones netas cero” y un incremento de la temperatura no superior a 1,5 C.

Escenarios de evolución del calentamiento global. (en C)



Fuente: UN Climate Change

Según estimaciones del "World Energy Transition Outlook 2022" de IRENA, para alcanzar la meta de NZE a 2050 el ritmo de incorporación de generación renovable a nivel mundial debería triplicarse. Las ventas de vehículos eléctricos, que vienen creciendo a tasas elevadas y ganando competitividad, debería multiplicarse por 20, la electrificación de la demanda final de energía debería triplicarse, entre muchos otros esfuerzos de inversión e infraestructura orientados a la descarbonización.

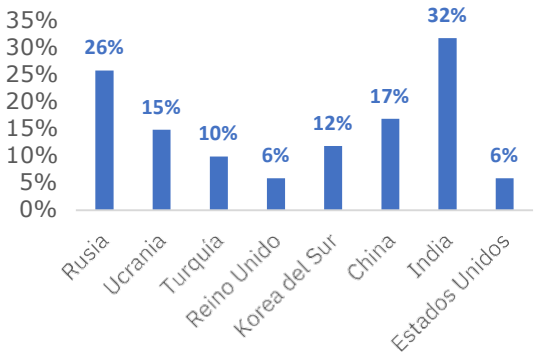
Por fuera de los ámbitos de coordinación internacional como la COP, en la Unión Europea avanzan políticas como la instrumentación de un *Carbon Border Tax*. Estas iniciativas marcan un horizonte en relación al rol que jugará la descarbonización en los procesos de desarrollo económico en los países emergentes.

En junio de 2021 la Comisión Europea, luego de años de debate, definió la propuesta de *Carbon Border Tax.* El impacto de la medida está concentrado en 5 sectores: Aluminio, Acero, Cemento, Fertilizantes y Electricidad. Entre enero de 2023 y diciembre de 2025 el nuevo mecanismo de penalización de las importaciones con alto contenido de CO_2 comenzará una etapa de transición, durante la cual los importadores de productos de estos 5 sectores deberán calcular el contenido de emisiones de los productos y reportarlos.

A partir de enero de 2026 el *carbon border tax* comenzará a impactar sobre las importaciones con un costo estimado de €75 por tonelada métrica de CO_2 emitida en el proceso productivo. Hacia 2030 el costo ascendería a de €100 por tonelada métrica de CO_2.

La medida modificará el comportamiento de los mercados de estos 5 sectores generando significativas penalizaciones sobre las industrias con mayores emisiones de CO2 en su proceso productivo, y grandes oportunidades para las que aceleren la transición energética hacia una matriz verde en sus procesos industriales. El impacto de la medida no recaerá sólo sobre estos 5 sectores. El sector automotriz por ejemplo, tiene una importante incidencia de productos como el aluminio, acero, y electricidad. La aplicación del Carbon Border Tax forzará a las automotrices a redefinir su cadena de proveedores, y brindará oportunidades en Europa a industrias que cuenten con matrices más verdes.

Impacto Carbon border tax sobre acero importado por la UE según país de origen. (En %)



Fuente: BCG "The EU Carbon Border Tax wil redefine global value chains"

Las exportaciones de aluminio, productos siderúrgicos y pick ups tienen relevancia en la matriz comercial argentina. La competitividad del sector renovable en nuestro país puede ser importante en las próximas décadas para impulsar la competitividad de las exportaciones industriales, ganar mercados y agregar valor.

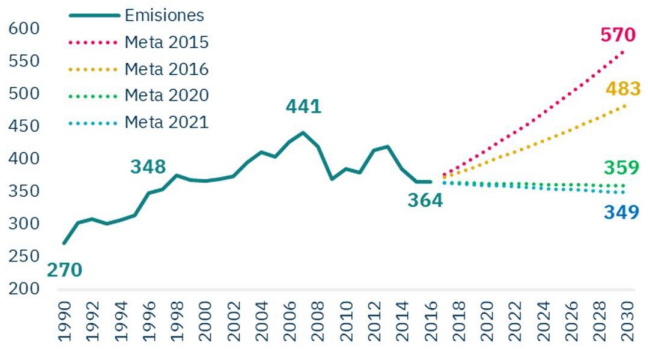
2. Compromisos nacionales

La Ley 26.190 de 2007 estableció por primera vez metas de penetración de energías renovables no convencionales en Argentina. Se apuntaba a alcanzar un 8% de generación renovable en un plazo de 10 años. Al cabo de 8 años los resultados del GENREN, primera licitación llevada a cabo por ENARSA por mandato de la Resolución 712 en 2019, y de la Resolución 108 de 2011, arrojaban una penetración del 2% de energías renovables no convencionales en la matriz eléctrica.

En 2015 se sancionó por unanimidad en ambas cámaras la Ley 27.191 que elevó las metas de penetración renovable al 20% a diciembre de 2025, introdujo una serie de incentivos fiscales y el mandato de cumplimiento obligado de dicho objetivo para los Grandes Usuarios del MEM. La Ley se reglamentó en 2016 y tomó forma con el lanzamiento de los programas Renovar 1, 1,5, 2 y 3, que vinieron de la mano de la creación del FODER y el aporte de garantías por parte del Banco Mundial. La creación del MATER terminó de darle forma a los lineamientos planteados en la Ley habilitando y promoviendo los contratos entre privados.

Recientemente, en el marco de la COP 26 en 2021 el gobierno nacional comprometió objetivos de descarbonización más ambiciosos que los que había planteado en las COP anteriores, y que implican una reducción del nivel de emisiones del 27% respecto del compromiso de 2016, y resultarían en compromisos de descarbonización del 13% respecto del año 2005.

Metas de emisiones de GEI a 2030 realizados por Argentina. 2015-2021.
(en GWh por año)

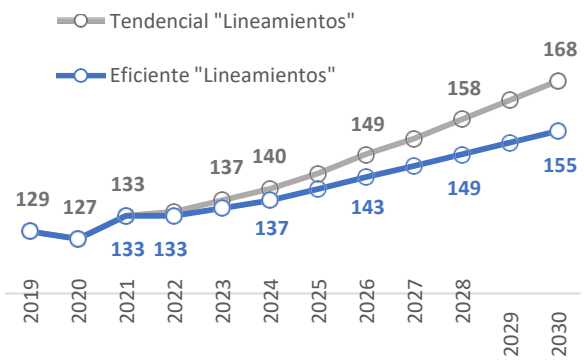


Fuente: Elaboración propia en base a compromisos Argentina

Como respaldo de las NDC asumidas, la Secretaría de Energía publicó un documento titulado "Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030" con el objetivo de establecer una hoja de ruta para alcanzar dichos objetivos. En el documento se plantean dos escenarios, un eficiente y otro tendencial, y dos objetivos de penetración renovable, uno más conservador (REN20) y otro más agresivo (REN30). El primero de estos objetivos se alinea con las metas de la Ley 27.191, planteando sostener la penetración que debería alcanzarse en 2025 en el lustro siguiente.

En función de los escenarios de incremento de la demanda planteados, en el documento se estima la potencia renovable adicional a la habilitada en 2021 que debería instalarse para cumplir los objetivos de las metas de 20% y 30% de penetración renovable. En estos escenarios se asume la incorporación a 2030 de las centrales del Río Santa Cruz (en construcción) y de la represa Chihuido (ni en construcción ni licitada), el reactor nuclear modular CAREM y sólo 420 MW de generación térmica ya comprometidos actualmente.

Proyección de la demanda de energía eléctrica tendencial y eficiente.
(en GWh por año)



Incorporación de Potencia a 2030 requerida para escenarios de penetración renovable 20% y 30%. (en MW)

	REN30	REN20
Eólica	6.008	3.283
Hidroeléctrica	2.187	2.187
Solar	1.400	950
Biomasa/Biogás	422	422
Termoeléctrica	420	420
PAH	370	370
Nuclear	32	32

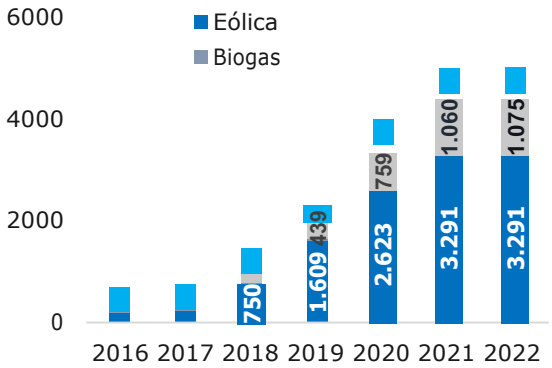
Fuente: Informe Secretaría de Energía: "Lineamientos para un Plan de Transición energética al 2030".

La nueva potencia renovable demandaría según lo planteado en el documento inversiones en ampliación del sistema de transporte por USD 2.875 MM para alcanzar las metas REN20 y USD 5.575 MM para REN30.

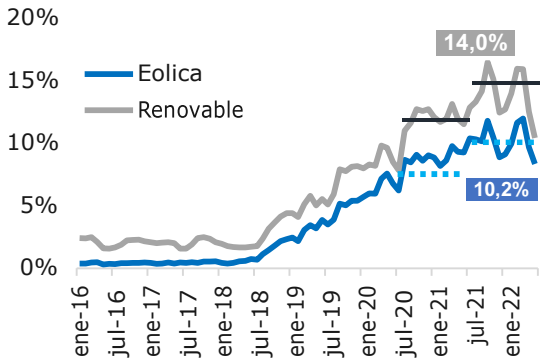
3. Desarrollo del sector

El sector renovable atravesó un período de expansión acelerada entre 2016 y 2021 que llevó la capacidad instalada de 634 ME a 5.034 MW y la incidencia en la generación de energía del 2% al 14%. La generación eólica fue protagonista de dicho proceso, pasando en el mismo intervalo de tiempo de 227 MW instalados a 3.291 MW, y la incidencia en la generación total del sistema eléctrico del 0,4% al 10,2%, representando el 75% de la generación renovable y el 86% de la generación renovable intermitente.

Potencia Renovable Instalada
(En MW)



Participación de la generación renovable y eólica.
(En % del total de la generación del SADI)

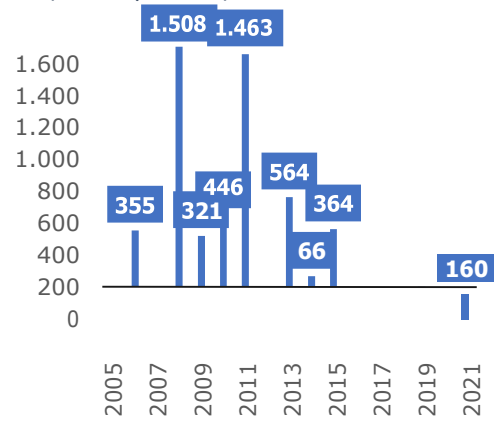


Fuente: Elaboración propia en base a CAMMESA

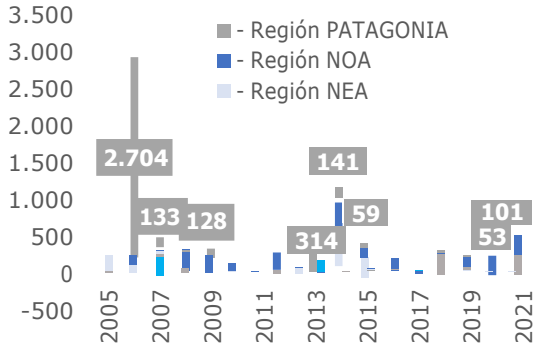
El salto en la potencia instalada y la participación renovable en general y eólica en particular fue producto de diversas circunstancias coincidentes:

1. **El importante desarrollo que tuvo el sistema de transporte eléctrico** entre 2003 y 2015 en el marco del Plan Federal de Transporte Eléctrico, que interconectó la Patagonia y el NOA al SADI, y conectó el NEA y el NOA, y Cuyo y el Comahue. El conjunto de obras en 500 kV superó los 5.000 Km, y fue complementado por ampliaciones en 220 kV de más de 3.000 Km. Además de integrar áreas que no eran parte del Sistema Argentino de Interconexión, el desarrollo del sistema de transporte dejó atrás el diseño radial, mejorando las condiciones operativas y de seguridad, generando mejores condiciones para la incorporación de generación intermitente.

Ampliaciones del sistema de transporte en 500 kV. (En KM por año)

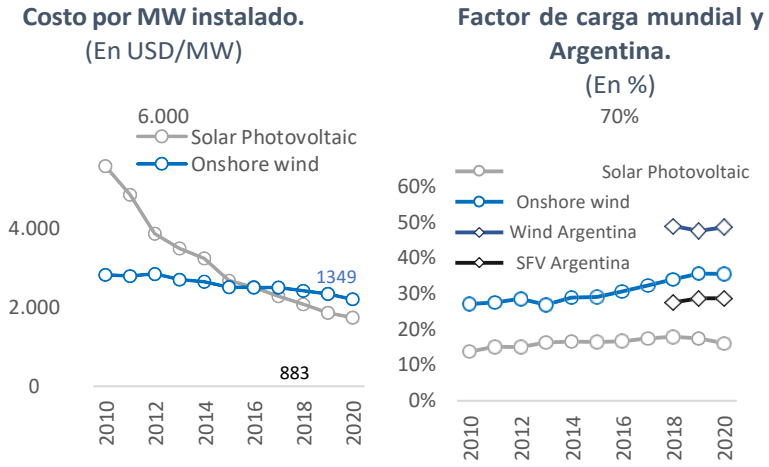


Ampliaciones del sistema de transporte troncal
(En KM por año por región)



Fuente: Elaboración propia en base a informa anual CAMMESA

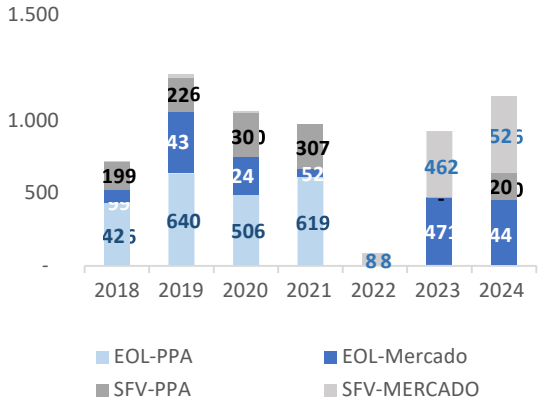
2. **La creación de un marco normativo consistente** y que generó los incentivos y garantías necesarios para el despliegue de un sector capital intensivo. La piedra basal fue la Ley 27.191 sancionada en 2015 y aprobada por unanimidad en ambas cámaras. Reglamentada en 2016 e instrumentada efectivamente a partir del lanzamiento de los programas Renovar 1, 1,5, 2 y 3, así como la creación del MATER y las adaptaciones que se le introdujeron a fin de aceitar su funcionamiento recientemente. Esquemas de garantías como los proporcionados por el Banco Mundial fueron muy relevantes en una primera instancia para inducir el financiamiento internacional para el despliegue del sector.
3. **La creciente disponibilidad de financiamiento internacional** por parte de organismos multilaterales de crédito, bancos de promoción de exportaciones de los países líderes en tecnologías renovables, y fondos de inversión y banca privada en general para proyectos de generación eléctrica renovable; y la disponibilidad de financiamiento a la que tuvo acceso el sector desde 2016 en Argentina en el marco de una mejora en las condiciones de acceso al mercado internacional de deuda.
4. **La competitividad de la generación renovable** en general, y eólica en particular, resultante de la calidad de los recursos primarios, las mejoras tecnológicas que se dieron en el plano internacional, y los elevados costos que enfrentaba el sistema eléctrico argentino producto de la creciente dependencia de importaciones de combustibles líquidos para su operación.



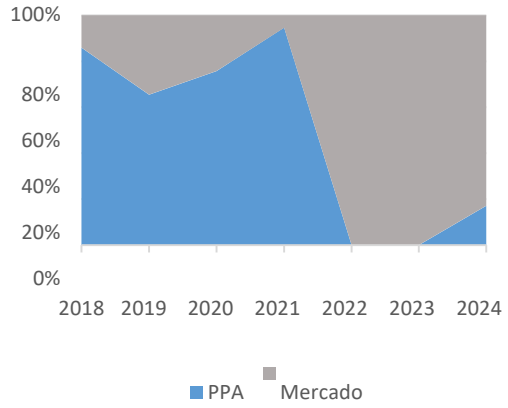
Fuente: IRENA y CAMMESA. El factor de carga para Argentina refleja los valores de 2020, 2021 y 2022

La incorporación de generación renovable fue apalancada en una primera instancia mayoritariamente por los contratos Renovar, que aseguran la contractualización del 100% de la energía generada por la potencia habilitada durante 20 años y con garantías de primer piso del FODER y de segundo piso del Banco Mundial. Sin embargo, el mercado de contratos privados, el MATER, despertó interés desde el inicio: proyectos complementarios de proyectos Renovar, proyectos de grandes demandas orientados a autogeneración o la de su accionista mayoritario, y proyectos exclusivos para ofrecer a la demanda de los grandes usuarios habilitados del MEM.

Incorporación de potencia renovable por tecnología y por tipo de contrato.
(En MW)



Incorporación de potencia renovable por tipo de contrato.
(En % sobre el total eólico y solar instalado)



Fuente: Elaboración propia en base a CAMMESA

Los proyectos eólicos incorporados y ya habilitados a través del MATER suman 832 MW, del total de 959 MW instalados. El desempeño hasta acá muestra que el sector ha movilizado recursos sin necesidad de PPAs y garantías cuando se generan condiciones favorables para el entendimiento entre privados. En este sentido, en la compulsa por acceder a los nodos con Prioridad de Despacho correspondiente al tercer trimestre de 2022 se presentaron propuestas por 1.664 MW y se adjudicaron 444 MW.

El crecimiento de la energía contractualizada en el MATER también expresa el interés de los Grandes Usuarios en acceder a energía limpia.

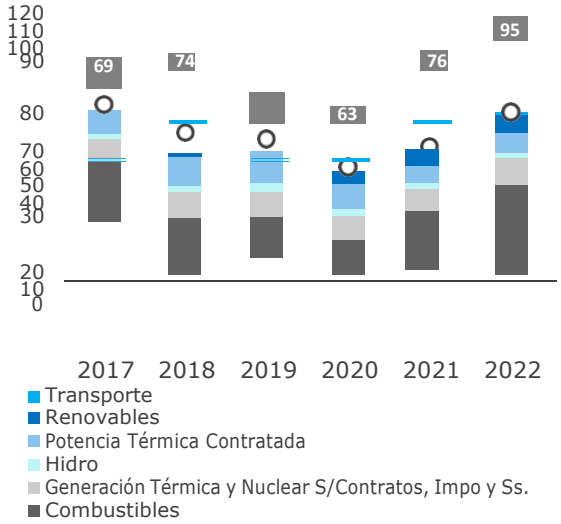
De cara a los próximos dos años, casi la totalidad de la nueva potencia renovable a ingresar, por un total de 1900 MW, será apalancada en contratos MATER. Sin embargo, dicha expansión enfrenta límites muy rígidos, y será difícil que la potencia instalada escale mucho más allá de la prevista actualmente. El sistema de transporte ya no presenta más que marginalmente nodos disponibles para ofrecer prioridad de despacho a nuevos proyectos eólicos o fotovoltáicos que puedan sostener la competitividad de los proyectos desarrollados hasta el momento.

4. Contexto operativo y económico del salto en la generación eólica y renovable.

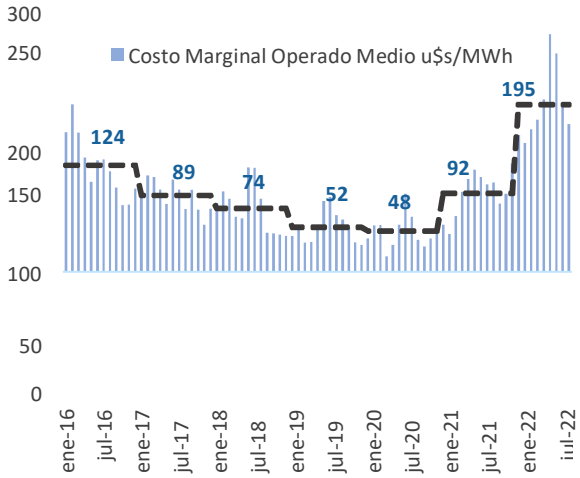
El salto en la instalación de potencia renovable, liderado por la capacidad eólica, tuvo lugar en un contexto en el que el peso de los combustibles alternativos era muy importante en la estructura de costos del Mercado Eléctrico Mayorista. El aporte de la generación renovable redujo sensiblemente la dependencia de combustibles líquidos, bajando significativamente los costos marginales operados. Esta situación se vio reforzada por la mayor disponibilidad de gas nacional que tuvo lugar a partir de 2018, y en un contexto de caída de los precios internacionales de los combustibles, llevó a que el sistema eléctrico en 2020 presentara los costos medios y marginales más bajos en décadas.

En los últimos dos años los costos de generación cambiaron nuevamente de tendencia, pasando de valores medios de 63 USD/MWh y marginales de 48 USD/MWh en 2020, a 95 USD/MWh y 195 USD/MWh en 2022 respectivamente.

Costo Monómico por principales componentes. (En USD/MWh)



Costo Marginal Operado. Promedio Mensual y anual. (En USD/MWh)

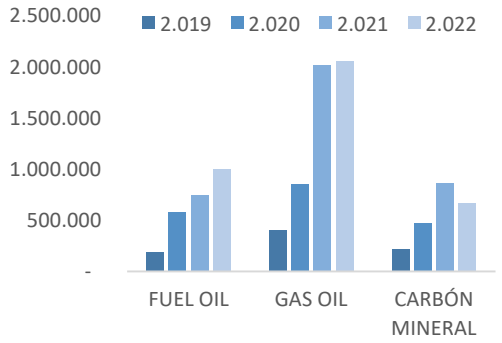


Fuente: Elaboración propia en base a CAMMESA

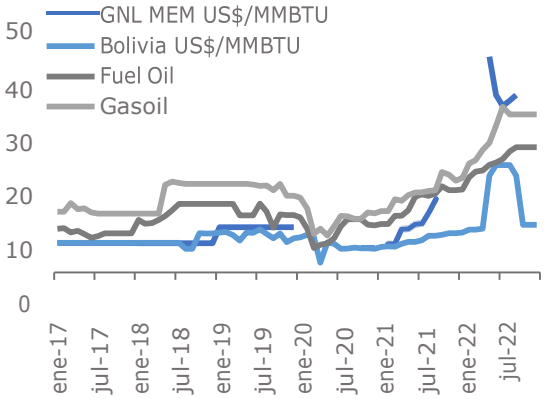
El fuerte aumento del costo de combustibles fue resultado de dos conjuntos de factores. Por un lado, el incremento en el consumo de combustibles alternativos provocado por los bajos aportes en las principales cuencas hidrológicas durante 2021 y 2022, el incremento de la demanda y la menor oferta estructural de gas boliviano y de la Cuenca Austral.

Por otra parte, el aumento de los precios internacionales de todos los hidrocarburos que comenzó a observarse a mediados de 2021, e hizo pico con el inicio de las hostilidades rusas sobre territorio ucraniano en marzo de 2022.

Consumo de combustibles alternativos. (En Millones de Tn y M3)



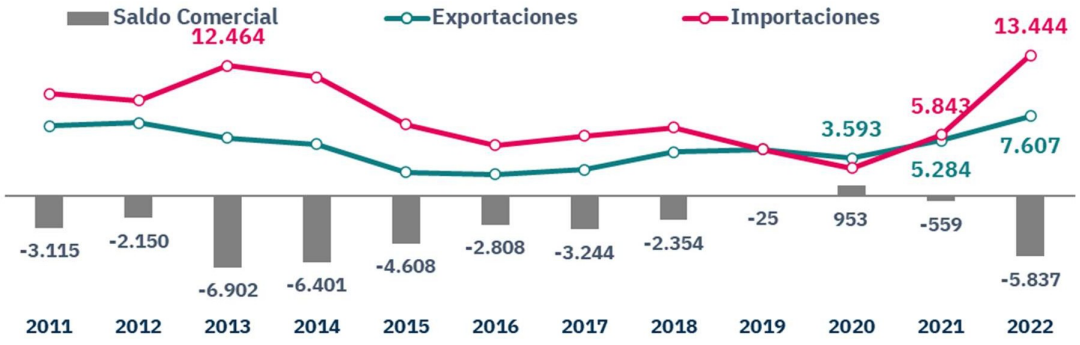
Precio de los combustibles importados MEM (En USD/MMBTU)



Fuente: Elaboración propia en base a CAMMESA

En el frente externo el salto en las importaciones de combustibles llevaron el déficit energético en el primer semestre de 2022 a niveles similares a los observados en 2014 y 2015. Las importaciones estimadas para 2022 alcanzarían los USD 13.000 MM, y el déficit proyectado sería de USD -5.800 MM. El incremento en las exportaciones de hidrocarburos tanto en precios como en cantidades está siendo determinante para que el salto en las importaciones no implique un déficit externo aún mayor.

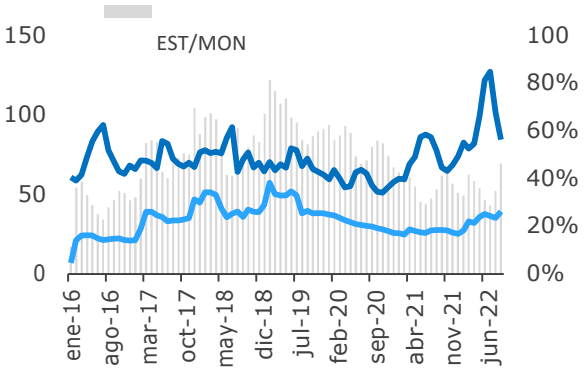
Saldo comercial energético.
(En Millones de USD)



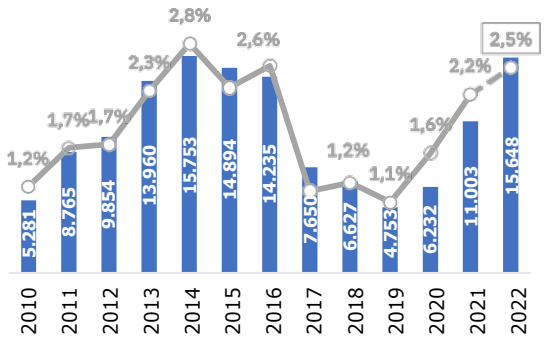
Fuente: Elaboración propia en base a datos de INDEC, ENARSA, CAMMESA.

En el plano fiscal, el aumento del costo de generación fue más acelerado que la recomposición del precio estacional, por lo tanto cayó la cobertura vía tarifa de los costos del sistema, y crecieron los subsidios. Los subsidios destinados a subsidiar el costo de generación crecieron significativamente. Pasaron de sumar USD 2.800 MM en 2019, a 4.600 MM en 2020, USD 7.300 MM en 2021 y se proyectan USD 10,800 MM en 2022. Los subsidios energéticos en relación al PBI volvieron a niveles cercanos a los registrados en 2013-2016.

Costo Monómico, Precio Estacional y Cobertura.
(En USD/MWh y %)



Subsidios energéticos.
(En USD y % del PBI)

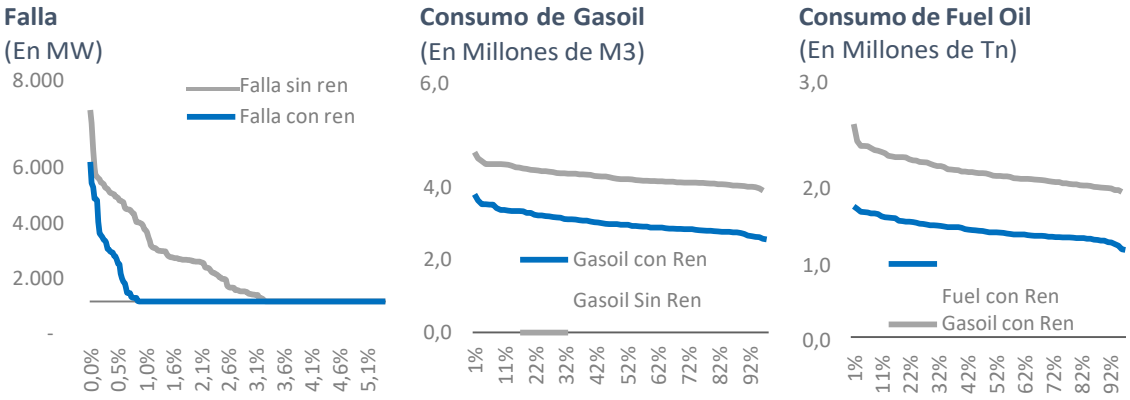


Fuente: Elaboración propia en base a CAMMESA, ENARSA y Ministerio de Economía

5. El aporte operativo y económico de la generación eólica

En un contexto operativo caracterizado por el incremento en los requerimientos de combustibles importados, que marcaron records históricos de precios, llevando los costos del sistema a niveles máximos desde la creación del MEM, que dispararon las importaciones de energía a niveles cercanos al pico de 2014/15 y el déficit fiscal energético al entorno de los 2,5pp del PBI, la generación renovable fue clave para evitar una profundización de las tensiones externas y fiscales, y garantizar la adecuada operación del sistema eléctrico.

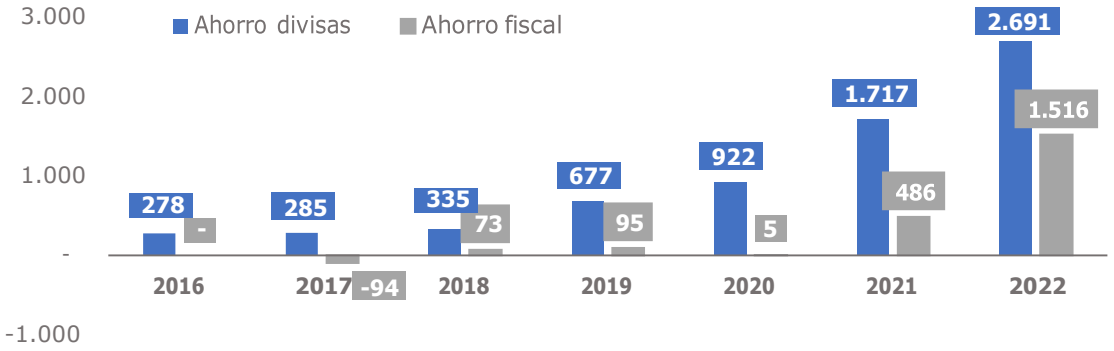
Realizando una simulación de la operación del sistema durante 2022, los resultados arrojan que sin generación renovable el costo monómico se hubiera ubicado en el orden de los 15 USD/MWh por sobre el proyectado. En términos operativos, el mayor requerimiento de combustibles líquidos que hubiera significado prescindir del aporte renovable (1,3 MM M3 adicionales de gasoil y 600 mil tn de fuel oil) no hubiera sido fácilmente administrable por CAMMESA (que operó con su capacidad logística muy exigida) y hubiera provocado la aparición de un considerable nivel de falla en la operación del sistema.



Fuente: Elaboración propia en base a base de datos de la programación Estacional de CAMMESA. Se realizó la corrida para el escenario base partiendo de los datos originales de la Programación Estacional, y luego se llevaron a cero los renovables, realizando un escenario alternativo. De allí surgen los niveles de Falla y consumo de combustibles alternativos de ambos escenarios.

Si bien las exigentes condiciones operativas de 2022 magnificaron el aporte de la generación eólica y renovable, si se consideran los ahorros fiscales y externos que aportó el sector en los últimos años se observa un balance muy positivo. En este sentido, se estimó el impacto macroeconómico a largo del tiempo de la generación renovable, de la cual la generación eólica representó el 75% del total. Para cada período se calculó el costo incremental y la eventual importación de combustibles líquidos (en caso de que el gas nacional no fuera suficiente) que hubiera sido necesaria para reemplazar el volumen de generación renovable. El impacto externo (ahorro de divisas) se calculó considerando la mayor importación de combustibles que hubiera sido requerida, y para evaluar el impacto fiscal se neteó el ahorro de costos de combustibles de la remuneración a la generación renovable.

Impacto macroeconómico de la generación renovable.
(En Millones de USD)



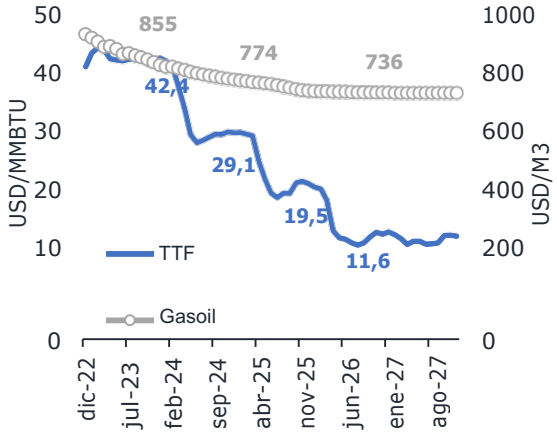
Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA y ENARSA

Los resultados son concluyentes. En cuanto al impacto externo el ahorro de divisas a lo largo de los últimos años ha sido muy significativo. Durante 2019 y 2020, con el incremento en la penetración renovable, ya se registran ahorros de divisas por USD 1.500 MM, aún con precios de hidrocarburos bajos en el mercado internacional y buena disponibilidad de gas nacional. En 2021 y 2022, con el deterioro de las condiciones hidrológicas y el salto en los precios internacionales, el ahorro de divisas ascendió a USD 4.400 MM, alcanzando un impacto comercial favorable por USD 6.000 millones en apenas 4 años. Valor equivalente a las reservas netas en poder del Banco Central de la República Argentina. De ese volumen, corresponden al sector eólico USD 4.500 millones.

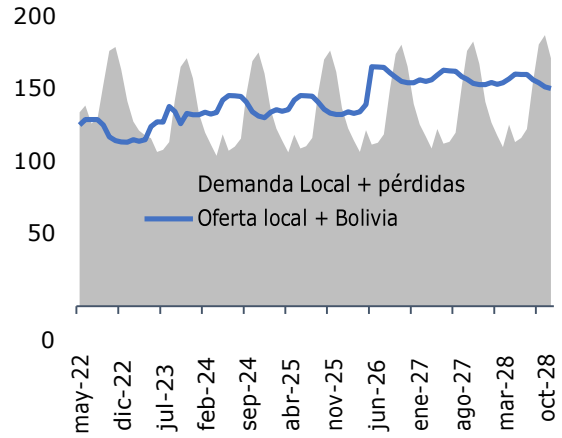
En términos fiscales, la generación renovable comenzó a tener impacto sensible en los últimos dos años, generando un ahorro de subsidios del orden de los USD 2.000 MM, de los cuales USD 1.500 corresponden al sector eólico. El

Proyectando la evolución de la matriz energética y observando los precios futuros para el GNL y el gasoil para los próximos años, el aporte de la generación renovable en general y eólica en particular seguirá siendo crítico, y las limitaciones a la expansión de este tipo de fuentes de generación supondrá importantes sobrecostos para el sistema eléctrico, el resultado fiscal y el balance cambiario.

Futuros GNL y Gasoil.
(En USD/M3 y USD/MMBTU)



Balance de Gas
(En Millones M3/día)



Fuente: Elaboración propia en base a CAMMESA, ENARGAS, CME Group.

Como se puede observar en los gráficos, los precios del GNL y el gasoil permanecerán elevados en el próximo lustro. En torno a los 40 USD/MMBTU en 2023, 30 USD/MMBTU en 2024, 20 USD/MMBTU en 2025, bajando recién al entorno de los 12 USD/MMBTU en 2026. Las tensiones generadas por la guerra sobre el mercado europeo de gas y sobre el mercado mundial de GNL no serán resueltas de forma inmediata, y sólo irán mermando lentamente en la medida en la que vayan ingresando los proyectos de ampliación en la capacidad de licuefacción que se encuentran en construcción en distintos lugares del planeta. La mayor demanda de gas como combustible alternativo al carbón prevista para las próximas décadas en el marco de la transición hacia matrices energéticas más limpias supone además un piso para el precio del GNL, que difícilmente vuelva a registrar precios como los observados durante 2018/20 menores a los 10 USD/MMBTU.

Esos precios de importación son los que enfrentaría el sistema. Para analizar la dependencia de importaciones de GNL se realizó una proyección del balance del sistema de gas para los próximos años considerando el ingreso del tramo Tratayén-Saliqueló del gasoducto Nestor Kirchner en 2023, que

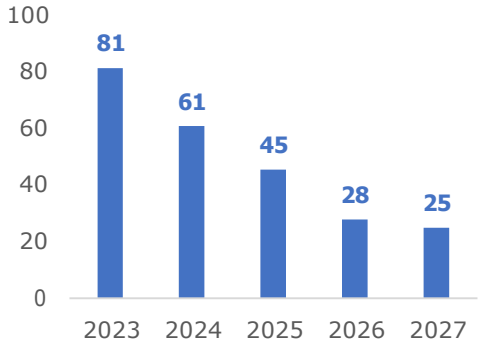
aportaría 21 MM M3/día, y el ingreso del tramo Saliqueló-San Gerónimo en 2026 llevando la capacidad de transporte a los 41 MM M3/Día. Como puede observarse, durante el período 2023-2025 el déficit de gas durante el período invernal seguirá siendo significativo, debiendo recurrir a las importaciones de combustibles alternativos que presentarán precios elevados en el mercado internacional. A partir de 2026 el déficit se reduciría, pero seguiría siendo necesaria la importación de combustibles para cubrir la demanda de invierno.

Se realizó un ejercicio complementario para evaluar el plazo de recupero de las divisas necesarias para instalar un parque eólico. Considerando una incidencia de componentes importados del 65% para un parque eólico nuevo, la instalación de 100 MW demandaría unos USD 100 Millones. Se considera un parque con un factor de carga del 52%. Se considera para el período 2023-2027 al sistema operando con gas de Bolivia como combustible marginal fuera del invierno, y GNL en invierno. Se plantearon escenarios de ahorro de divisas para distintas hipótesis de precio de GNL y se calculó el plazo en meses de recupero de los dólares erogados para la instalación de la capacidad eólica. Luego se realizó el mismo ejercicio sobre los futuros de GNL previstos para los próximos años.

Futuros GNL y Gasoil. Impacto cambiario de incorporar 100 MW de nueva generación eólica en distintos escenarios de precio de GNL.

Precio GNL	Ahorro divisas por sustitución de recurso primario (USD MM por año)	Recupero de divisas erogadas para importación de equipos (en meses)
100	163	7
70	119	10
56	100	12
40	76	16
30	62	20
20	47	26

Impacto cambiario de incorporar 100 MW de nueva generación eólica en función de futuros de GNL
(En Millones de USD)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA y CEA.

Los resultados indican que por cada 100 MW de capacidad eólica instalada el recupero de las divisas, para el intervalo de precios que se registró durante un 2022 caracterizado por la elevada volatilidad, podría ir desde los 7 meses a los 26 meses. Si los precios en los próximos años fueran los que indican hoy los mercados de futuros, el recupero de divisas se daría en 18 meses.

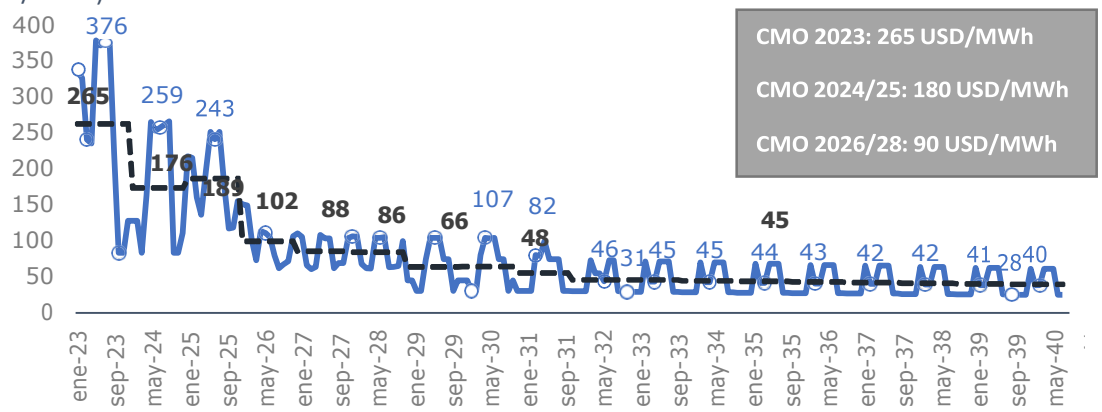
Los cerca de 900 MW eólicos que se encuentran comprometidos en el MATER para ingresar en 2023 y 2024 generarían un ahorro neto de divisas de la importación de equipos (sin contar financiamiento externo) del orden de los USD 900 MM hasta 2027, por sobre el ahorro que generará la capacidad eólica ya existente.

En una mirada de más largo plazo, sobre la base del balance de gas proyectado, los costos de combustibles que anticipan los mercados de futuros y una mejora tendencial en la eficiencia del parque térmico, se simuló la evolución del costo marginal operado en el sistema eléctrico hasta 2041. En la proyección se considera que hasta 2028 el mínimo CMO (estival) está definido por el costo del gas natural proveniente de Bolivia. Desde 2029 el mínimo CMO se define por el costo del gas natural local

de verano, valuado en 3 USD/MMBTU. Y a partir de 2031 se considera pleno autoabastecimiento, incluso en los picos de invierno con gas de 8 USD/MMBTU. Se asumen mejoras tendenciales en la eficiencia de las máquinas marginales.

Costo Marginal Operado. Promedio Mensual y Promedio Anual.

(USD/MWh)

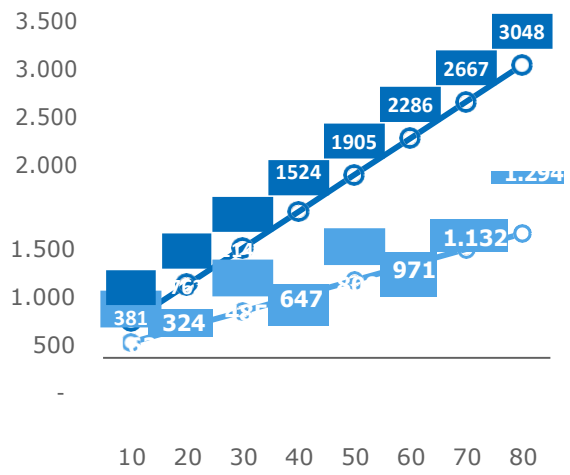


Fuente y Metodología: elaboración propia en base a datos de CAMMESA, ENARGAS, CME Group. Para la simulación se consideró: Gas Local a precio estacional determinado por Plan Gas.Ar. Gas de Bolivia: sigue marginando hasta 2029 por requerimiento NOA (12,2 USD/MMBTU). GNL: contratos futuros hasta diciembre de 2026 y luego constante igual al último dato de futuros disponible (11 USD/MMBTU). Gasoil: contratos futuros hasta diciembre de 2024 y luego sigue variación del precio del GNL.

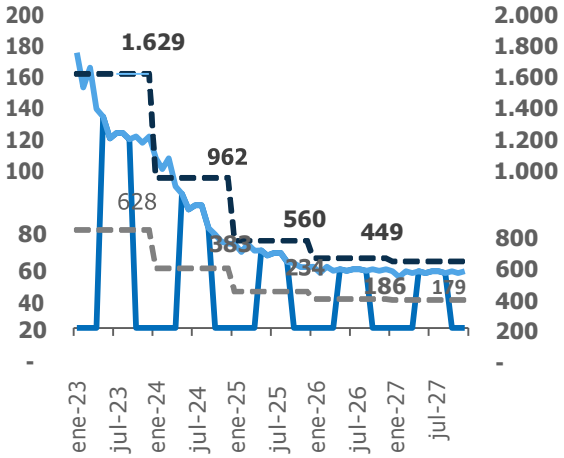
Se observa como resultado de la simulación que los CMO serían decrecientes como resultado de la mayor disponibilidad de gas nacional, pero se ubicarán muy por sobre los costos eólicos hasta 2030 (265 USD/MWh en 2023, 180 USD/MWh entre 2024 y 2025, 90 USD/MWh entre 2026 y 2028 y 65 USD/MWh entre 2029 y 2030). Luego de 2031 estarán alineados con los costos nivelados de la generación eólica. Esto implica un impacto muy positivo en términos de los costos del sistema en la próxima década, y positivo/neutro en la década subsiguiente.

Ahora, considerando que Argentina está embarcada en el desarrollo de la producción, transporte y exportación de gas natural y GNL de la cuenca neuquina, una mayor penetración eólica y renovable en general permitirá incrementar los saldos exportables sin generar sobrecostos para el sistema eléctrico debido a la elevada competitividad de estas fuentes de generación en Argentina. A fin de evaluar el impacto externo de la liberación de gas natural para la exportación (y fundamentalmente de capacidad en el sistema de transporte de gas natural), se simuló el ahorro de gas consumido por el sistema eléctrico por cada 1000 MW de generación eólica instalada, y las exportaciones incrementales de GNL que podrían generarse para distintos escenarios de precio del GNL en el mercado mundial. Se considera un caso ácido en el que el transporte liberado sólo se da en los meses de invierno, ya que en los de verano en principio habría capacidad remanente en el sistema de transporte de gas. Los resultados con precios de GNL en el entorno de los 35 USD/MMBTU actuales implicarían el recuperode las divisas requeridas para la importación de aerogeneradores en 2 años, y a 20 USD/MMBTU en 3años. Si se considerara un escenario en el que la capacidad de transporte de los meses de verano yafue tomada por proyectos de exportación de GNL modulares, y el impacto de la incorporación de generación eólica libera capacidad de transporte 365 días por año, el impacto sería significativamentemás elevado, alcanzando el recupero de divisas en un año a precios como los actuales, y en 3 años con un GNL de 10 USD/MMBTU.

Sustitución de exportaciones cada 1000 MW eólicos en función del precio del GNL
(en USD por año)



Sustitución de exportaciones cada 1000 MW eólicos
(en USD por mes y año)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA y CEA.

Luego se simuló el diferencial de exportaciones que generarían 1000 MW de capacidad eólica en función de los futuros de GNL. De contar con capacidad de producción y licuefacción de gas natural, la disponibilidad de saldos exportables producto de la generación eólica instalada sería muy significativo.

En definitiva, el esquema de incentivos planteados a partir de la sanción de la Ley 27.191, que dio lugar al despliegue del sector renovable, y que fue liderado por la generación eólica, ha arrojado un saldo netamente superavitario a la fecha. El impacto sobre el frente externo y el frente fiscal, siempre problemáticos para la economía argentina, ha sido muy positivo. También aportó a la reducción de los costos del sistema y en particular de los Grandes Usuarios. La generación renovable también contribuyó a la seguridad operativa del sistema eléctrico en contextos adversos. Y de cara al futuro, la generación eólica seguirá arrojando resultados positivos tanto desde el punto de vista externo y fiscal, como de los costos del sistema eléctrico. E incluso la incorporación de generación eólica, en un país que apunta a convertirse un proveedor de GNL en el mercado mundial, permitirá incrementar saldos exportables y liberar capacidad de transporte de gas, mejorando aún más los resultados comerciales de la economía argentina.

PARTE II

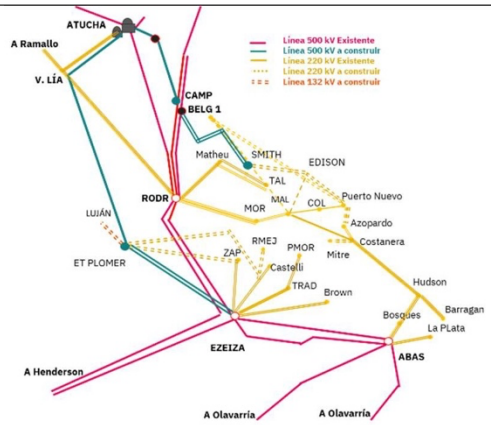
El sistema de transporte, los proyectos en carpeta, las necesidades de ampliación de cara a los objetivos de descarbonización a 2030.

1. Sistema de Transporte: situación actual y ampliaciones previstas

El acelerado proceso de integración de generación renovable a la red en un marco de parálisis de las obras de ampliación del sistema de transporte en alta tensión llevó a que actualmente, luego de la asignación de prioridades de despacho realizada por CAMMESA correspondiente al tercer trimestre de 2022, sólo quede disponibilidad estimada para otorgar prioridades de despacho por 116 MW a proyectos a instalarse en el NEA (área que recibió por primera vez solicitudes para proyectos fotovoltaicos) y 216 MW en Litoral (área que no ha despertado interés a la fecha para el desarrollo de proyectos a gran escala). La disponibilidad de nodos con prioridad de despacho en áreas favorables a la generación eólica terminó de agotarse en esta última compulsa, con la asignación de 100 MW en el corredor Patagonia-Comahue-Buenos Aires, y los 244 MW asignados en el corredor Centro-Cuyo-NOA.

La posibilidad de que la generación renovable siga creciendo en la próxima década dependerá de que se comience a materializar alguno de los proyectos de ampliación del sistema de transporte que han sido extensamente evaluados desde el punto de vista técnico y conceptual por CAMMESA, Transener, las transportistas troncales y la Secretaría de Energía.

El conjunto de obras en carpeta comprende:

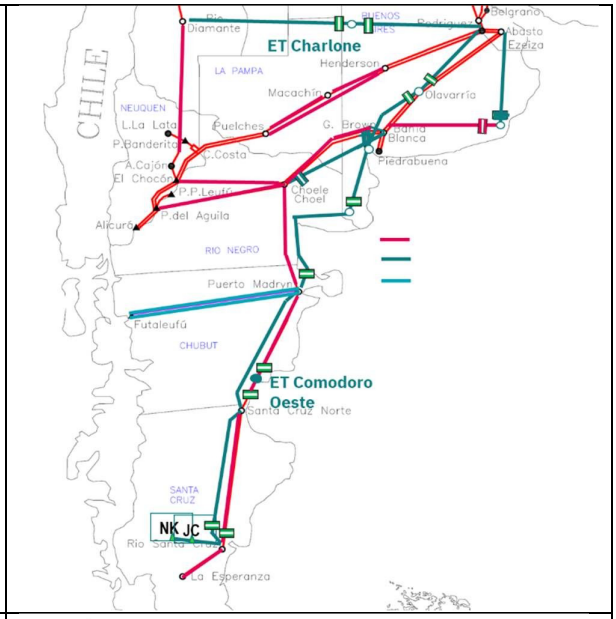
Obras para mejorar el abastecimieto del AMBA y eventual incorporación generación nuclear. a. ET Plomer y Líneas 500 kV Atucha II-Plomer, Plomer-Ezeiza. b. ET Smith y líneas 500 kV Atucha - Belgrano II-Smith. c. Cambios en la configuración de la red existente (by-pass Belgrano 1-Plomer; Henderson-Rodriguez). d. Líneas en 220 kV y 132kV de salida de ET Plomer y ET Smith.	

<table>
<tr>
<td>Obras para incorporar generación eólica e hidroeléctrica de centrales del Río Santa Cruz.

a. Corredor Bahía Blanca-Vivoratá-ET Plomer.

b. Corredor ET-Río Santa Cruz-Comahue/Bahía Blanca (alternativa este/oeste).

c. Nuevo corredor Bahía Blanca-GBA.

Línea Cuyo-GBA para mayor generación eólica y fotovoltaica y mejora abastecimiento PBA y Cuyo
a. Diamante-Charlone-Nueva Junin-Plomer</td>
<td> 
</td>
</tr>
<tr>
<td>Obras para incorporar mayor generación fotovoltaica.

a. Nueva San Juan-Rodeo

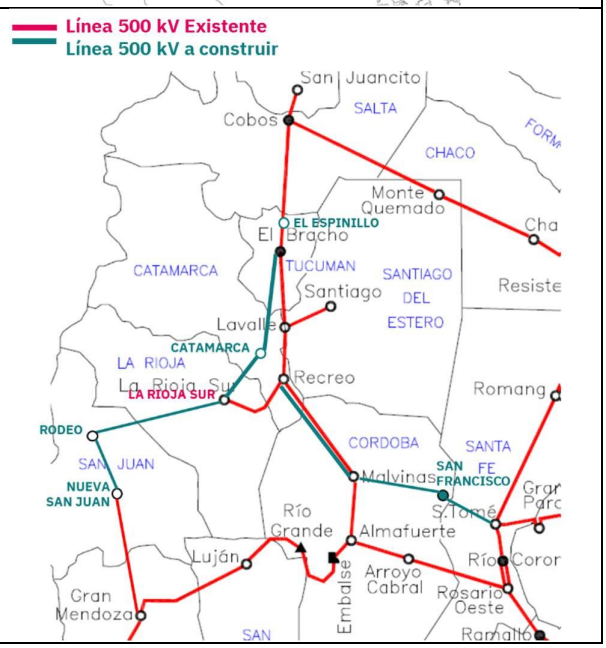
b. Rodeo-La Rioja Sur

c. El Bracho-Catamarca

d. Catamarca-La Rioja Sur

e. Recreo-Malvinas

Obra para mejora abastecimiento Córdoba Capital.

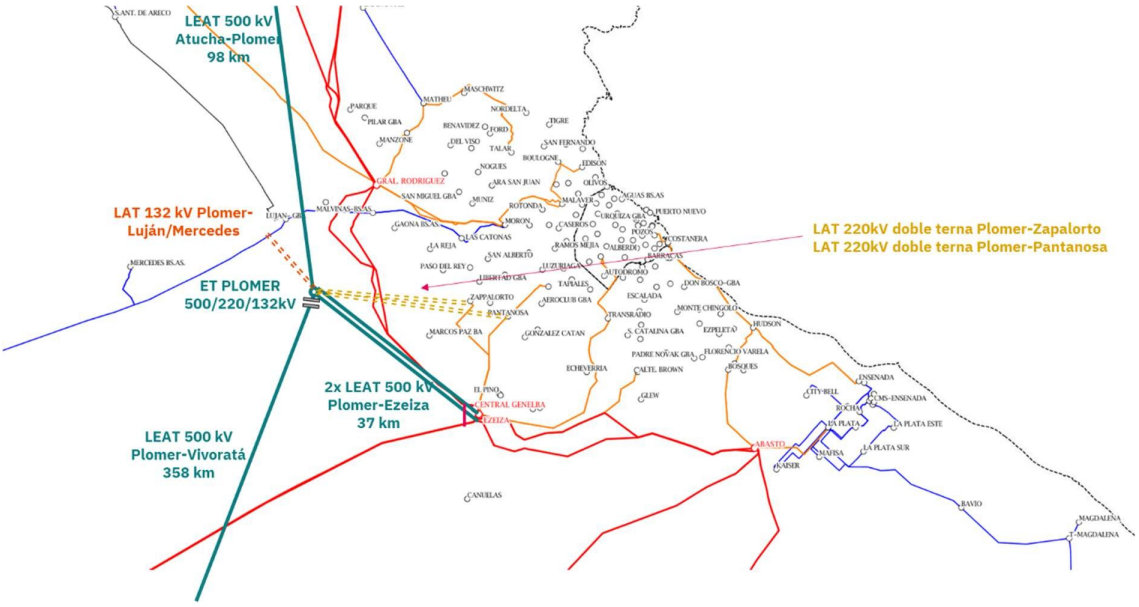
a. Malvinas-San Francisco-Santo Tomé</td>
<td> 
</td>
</tr>
</table>

De todo el conjunto de obras, sólo se avanzó en los últimos años con la construcción de la ET Vivoratá y la línea en 500 kV Bahía Blanca-Vivoratá; las ampliaciones en la ET Rincón Santa María y ET Resistencia y la línea en 500 kV Rincón Santa María-Resistencia, y la ampliación de la ET La Rioja Sur. Estas obras, que tuvieron inicio en 2014 por distintos motivos aún no han sido habilitadas y no existe una fecha cierta para su habilitación.

En julio de 2022 el CAF inició el pedido de acceso a la capacidad de transporte a Transener dando inicio al proceso necesario para llevar adelante la primera etapa del plan de expansión del sistema de transporte eléctrico en el área del AMBA. El conjunto de obras involucradas en el pedido de acceso a la capacidad de transporte comprende:

- Nueva ET Plomer 500/220/132 kV.
- Nueva LEAT 500 kV Plomer – Vivoratá de aproximadamente 358 km.
- Nueva LEAT 500 kV Atucha - Plomer de aproximadamente 98 km.
- Dos nuevas LEAT 500 kV Ezeiza - Plomer de aproximadamente 37 km cada una.
- Nueva LAT Doble Terna en 220 kV Plomer – Pantanosa de aproximadamente 35 km.
- Nueva LAT Doble Terna en 220 kV Plomer – Zappalorto de aproximadamente 28 km.
- Nueva LAT Doble Terna en 132 kV Plomer – Apertura de línea existente Luján – Mercedes.
- Construcción de dos tramos de línea en 500 kV para permitir en esta primera etapa el re-direccionamiento de la LEAT 500 kV Veinticinco de Mayo – Ezeiza (5EZVM2) de Ezeiza a Gral. Rodríguez, conformando así la LEAT 500 kV 5RDVM2, utilizando para ello la LEAT 500 kV 5EZRD1.
- Nuevo sistema de Automatismo DAG para la nueva DAG Litoral y la migración de la DAG Comahue.
- Capacitores serie para compensación de las LEATs 500 kV Bahía Blanca – Vivoratá y Plomer – Vivoratá.
- Adecuaciones en las EETT extremas Ezeiza, Gral. Rodriguez, Veinticinco de Mayo, Atucha, Vivoratá, Luján y Mercedes para adecuación de equipos de nuevos tramos de líneas.

Ampliaciones previstas en Primera Etapa de Plan AMBA I



Fuente: elaboración propia en base a Transener

El plazo estimado para las obras es de **<u>42 meses</u>**. No se realizaría licitación, ya que se encuadraría en acuerdo país-país con China. El contratista sería State Grid (China) y el comitente la Secretaría de Energía. Sin embargo, el acuerdo entre ambos países aún no avanzó de la etapa de la firma del MOU que tuvo lugar en febrero de 2022 con la visita oficial de las autoridades de la República Argentina a China. No se ha discutido el financiamiento de las obras ni su repago, negociaciones que han sido en experiencias previas, trabajosas y extensas.

En el caso en el se acordase el financiamiento en lo que queda de 2022 y comenzaran las obras en el primer trimestre de 2023 la obra podría estar habilitada a mediados de 2026. En escenarios más

realistas, en los que se dilata el cierre de la negociación, y una vez iniciado el período electoral se suspenden las conversaciones hasta que se defina la continuidad o cambio en el poder ejecutivo nacional, el cierre de un acuerdo, en caso de mantenerse como primera opción para el financiamiento de las obras, se podría situar a mediados de 2024, y la finalización de las obras para inicios de 2028.

Existe un riesgo adicional, que se identifica en el escenario en el que se firma un acuerdo de financiamiento, se inician las obras, pero se interrumpen por un eventual cambio de gobierno, como ha ocurrido con las centrales del Río Santa Cruz, quedando suspendida la ejecución, compromisos asumidos, deudas y plazos a renegociar, y las obras bloqueadas hasta que no se resuelvan los conflictos surgidos en el marco del acuerdo.

Este conjunto de obras tiene un presupuesto estimado de USD 600 MM, y resulta crítico para garantizar la seguridad de abastecimiento del AMBA frente al incremento de la demanda previsto para la próxima década, y en particular para aliviar la exigida condición en la que opera la ET Ezeiza. La construcción de la ET Plomer y la línea Vivoratá-Plomer, que completaría el corredor Bahía Blanca-Vivoratá-Plomer, permitiría además incorporar en torno a 1.000 MW de potencia eólica entre Bahía Blanca y Vivoratá, zona de excelente calidad del recurso eólico, y en la que existe un amplio portafolio de proyectos disponible para su ejecución cuando se disponga de transporte.

Todo el resto de las obras, inclusive las que permitirían la integración plena del aprovechamiento hidro-energético del Río Santa Cruz, no tienen traza definitiva, ni pedido de acceso a la capacidad de transporte, ni financiamiento, fecha de licitación ni de habilitación previstas.

2. La incorporación del aprovechamiento hidro-energético del Río Santa Cruz y la saturación del corredor Patagonia-Comahue-Buenos Aires.

De todo el conjunto de obras las más relevantes para la incorporación de nueva potencia eólica son las que ampliarían la capacidad de importación del AMBA, y todas las ampliaciones que incrementen la capacidad de evacuación de Patagonia/Comahue/Bahía Blanca hacia el AMBA.

A fin de visualizar la situación actual y el eventual impacto de las ampliaciones previstas sobre el corredor Patagonia-Comahue-Buenos Aires se realizaron simulaciones de despacho bajo distintas hipótesis y escenarios. Se consideró la incorporación del aprovechamiento hidro-energético del Río Santa Cruz en dos etapas, una primera en 2024 con la habilitación de la Central Cepernic por 360 MW y una segunda etapa en 2028 con la habilitación de la Central Kirchner por 950 MW. En el contrato de construcción de las centrales se prevén algunas ampliaciones en la capacidad de transporte:

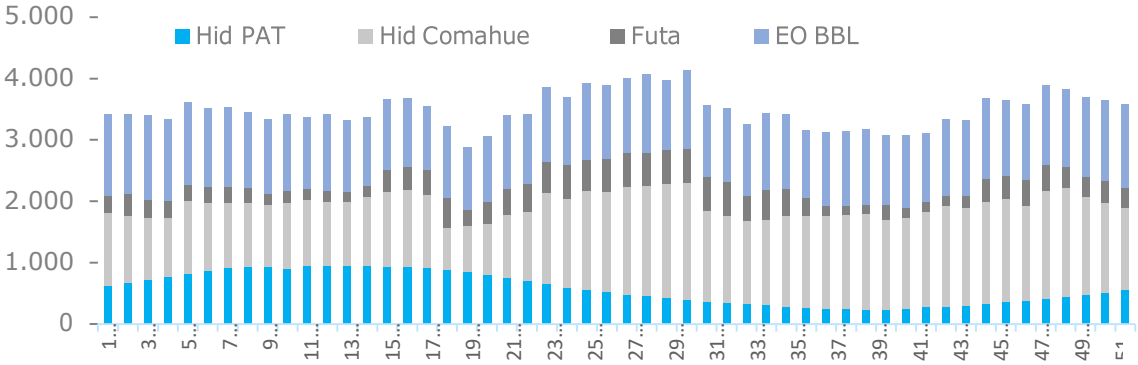
1. Las playas de 500 kV de ambas centrales Cóndor Cliff y La Barrancosa
2. Línea de 500 kV Cóndor Cliff- La Barrancosa
3. Línea de 500 kV La Barrancosa-Río Santa Cruz
4. Capacitor serie en línea existente Río Santa Cruz-Santa Cruz Norte
5. Capacitor serie en línea Comodoro Oeste –Puerto Madryn
6. Capacitor serie en 2° línea Pto. Madryn-Choele Choel,

En paralelo, se prevee instrumentar la DAG Patagonia. Bajo estas condiciones, la capacidad de transporte desde ET Río Santa Cruz hasta Et Puerto Madryn se incrementaría de los actuales 450 MW

a 1000 MW. La ampliación de la capacidad de transporte desde Puerto Madryn hacia Choele-Choel-Bahía Blanca-Mercado no está contemplada en el contrato, y hoy se encuentra saturada.

El perfil hidrológico de las centrales del Río Santa Cruz es estival, con aportes y generación concentrados en enero-abril. Futaleufú, que inyecta energía sobre el corredor Pagagonia-Bahía Blanca, tiene un régimen otoño/primavera, similar al de las centrales del Comahue.

Simulación de despacho de las Centrales Kirchner-Cepernic, Futaleufú, Comahue y Eólico Patagonia y Bahía Blanca (MWh)



Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA

La generación eólica de Bahía Blanca y la Patagonia presenta una menor variación estacional, con mayor generación estimada para el período de verano de noviembre a enero, valles en otoño y primavera, y un incremento más suave que el de verano en el invierno.

En conjunto la generación renovable, la generación hidroeléctrica del Comahue y Futalufú, y la generación de Santa Cruz presentará cierta complementariedad a lo largo del año, que podría optimizarse para limitar el vertido/reducir las ampliaciones en el sistema de transporte mediante la gestión de la generación hidroeléctrica de las centrales del Comahue, que permiten trasladar estacionalmente mayores volúmenes de energía.

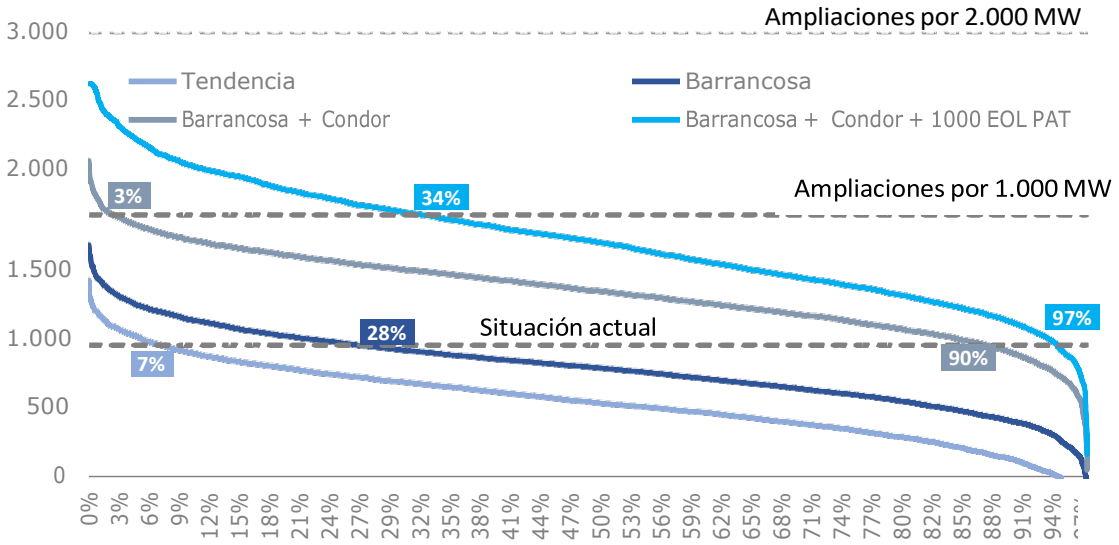
Se analizan distintos escenarios de generación hidroeléctrica y eólica para evaluar el nivel de saturación del "corredor eólico" Patagonia/Comahue/Bahia Blanca/AMBA. En particular, se analiza la carga potencial sobre los tramos P.Madryn-Choele Choel-Bahía Blanca; y el tramo Bahía Blanca-Mercado. Para el análisis se consideran 5 escenarios de generación:

- ✓ **Escenario 1**: Generación actual y generación renovable prevista para 2024.
- ✓ **Escenario 2**: Generación actual, generación renovable prevista e ingreso Central Hidroeléctrica Cepernic/La Barrancosa.
- ✓ **Escenario 3**: Generación actual, generación renovable prevista, ingreso Central Hidroeléctrica Cepernic/La Barrancosa y 1.000 MW Eólicos en Bahía Blanca.
- ✓ **Escenario 4**: Generación actual, generación renovable prevista, ingreso Central Hidroeléctrica Cepernic/La Barrancosa , 1.000 MW Eólicos en Bahía Blanca e ingreso de Central Kirchner/Condor Cliff.
- ✓ **Escenario 5**: Generación actual, generación renovable prevista, ingreso Central Hidroeléctrica Cepernic/La Barrancosa , 1.000 MW Eólicos en Bahía Blanca, ingreso de Central Kirchner/Condor Cliff y 1000 MW eólicos en Patagonia.

Los resultados se presentan gráficamente. Las curvas (monótonas) reflejan la generación conjunta considerada en cada **escenario** que debería transportar el tramo del sistema de transporte bajo análisis para las distintas crónicas de vientos, hidraulicidad y temperatura. Los escenarios más "ricos" serían aquellos en los que se dan buenas condiciones operativas y habría mucha energía, y por lo tanto mayor saturación en el sistema de transporte, los "medios" los que reflejan condiciones operativas normales, y los "secos" los que son atípicamente malos y exigen menos al sistema de transporte.

Se contrastan las monótonas de generación con la capacidad de transporte para distintos escenarios de expansión del sistema: sin ampliaciones y con ampliaciones que habilitan ampliar la transmisión en 1000 MW y 2000 MW para cada tramo. Cuando la monótona de generación se ubica por sobre la línea punteada que refleja la capacidad de transporte disponible se satura y en caso de no poder administrarse el despacho se produciría vertimiento de energía.

Escenarios de saturación Corredor Puerto Madry-Choele Choel-Bahía Blanca (MW)



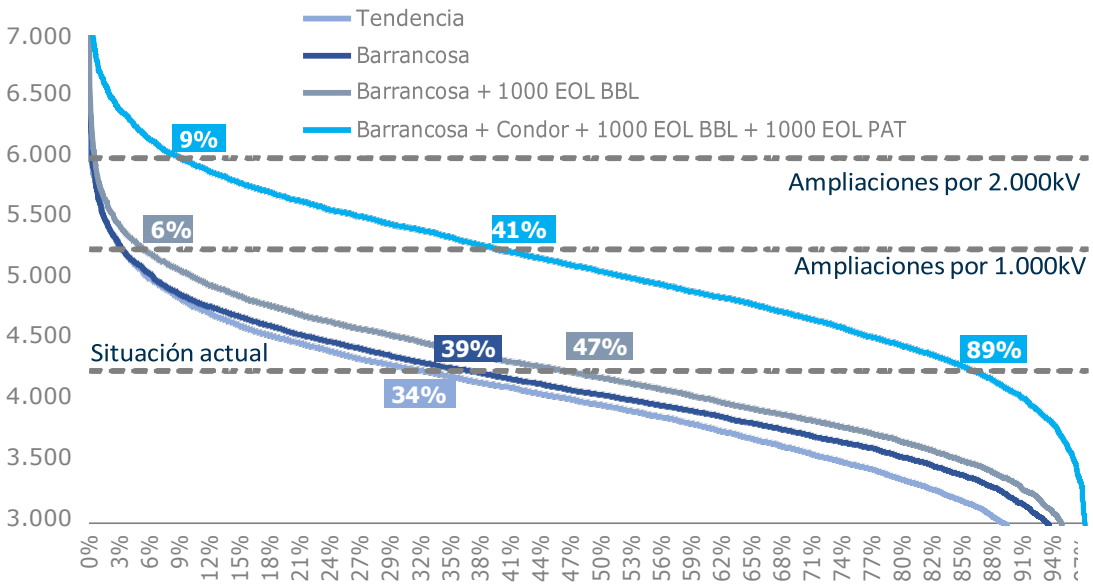
Escenario 1: en el escenario tendencial el tramo norte del corredor patagónico presenta saturación el 7% de las crónicas (vertido medio de 70 MWh).

Escenario 2: incorporando la central La Barrancosa la saturación aparece en el 28% de las crónicas, y alcanza un promedio de 170 MW medios. El nivel de saturación podría minimizarse administrando el despacho de Futaleufú. Si se realizaran las ampliaciones correspondientes al segundo corredor patagónico, dicha saturación sería nula.

Escenario 3: Cuando se incorpora la central Condor Cliff ya no es posible administrar el vertido, que se presenta en el 90% de las crónicas para la configuración actual del sistema de transporte y ascendería a 450 MW medios. Si se realizaran las ampliaciones correspondientes al segundo corredor patagónico dicha saturación se vería reducida a un 3% de las crónicas.

Escenario 4. Si además se incorporan 1000 MW de potencia eólica en el corredor, la saturación/vertido subiría al 34% de los casos. Si la incorporación de potencia eólica fuera menor (700 MW) y administrando el despacho de Futaleufú, se podría reducir significativamente el vertido. Con una tercera línea Madryn-Choele-Bahía se habilitaría mayor capacidad de evacuación de potencia eólica en el corredor (que luego debería tener correlato aguas abajo en el tramo Bahía-Mercado o Cuyo-Mercado).

Escenarios de saturación Corredor Bahia Blanca-Mercado (MW)



Escenario 1: La saturación en el escenario tendencial del corredor BBL-MER sin adecuación del despacho del Comahue (pérdida de empuntamiento), ya arroja vertido para el 34% de las crónicas.

Escenario 2: Cuando se incorpora la central Cepernic/La Barrancosa, si no se realizan ampliaciones en el sistema de transporte, la saturación del corredor se observa en el 39% de las crónicas. Con la ampliación Vivoratá-Plomer, que sumaría 1.000 MW de capacidad de transporte, el vertido para estos primeros dos casos ocurriría en el 4% de las crónicas.

Escenario 3: asumiendo esta ampliación, se podrían sumar 1000 MW de potencia eólica en Bahía Blanca, previendo vertido en el 6% de las crónicas, que podría administrarse adecuando la generación del Comahue.

Escenario 4: Cuando se considera el ingreso de la central Kirchner/Condor Cliff y 1000 MW eólicos en Pagonia más 1000 MW eólicos en Bahía Blanca, la saturación en Bahía Blanca sube al 41% de las crónicas con la ampliación Bahía Blanca-Vivoratá-Plomer. Sin transporte adicional habría congestión en el 89% de los casos.

Si se amplía la capacidad de transporte sumando el corredor Cuyo-AMBA (Diamante-Charlone-Nueva Junin-Plomer), la saturación para el Escenario 4 baja considerablemente, y se habilitaría la posibilidad de incorporar 1000 MW eólicos adicionales (Escenario 5) entre Bahía Blanca y Patagonia sin mayores inconvenientes, enfrentando restricciones antes de adecuar despacho del Comahue en un 9% de las crónicas

Este tipo de gestión del despacho reduciría vertido y costos de expansión, contra menor capacidad de empuntamiento de la generación hidroeléctrica del comehue. En ese sentido, el empuntamiento recaería más sobre generación térmica, y sobre el sistema de gas.

Como puede observarse, con fecha prevista para la habilitación de las centrales en 2024 y 2028, y con plazos de construcción de las ampliaciones del sistema de transporte, que desde el momento de

preparar la licitación, lanzarla, adjudicarla, comenzar a construir y habilitar las obras no ha tardado en promedio menos de 4 años, la urgencia para dar inicio a estos procesos es inminente.

3. Objetivos a 2030 y necesidades adicionales de ampliación en la capacidad de transporte

Los objetivos trazados en la Ley 27.191 y los compromisos de descarbonización asumidos por Argentina en la COP26 y refrendadas en la COP 27 de cara a 2030 plantean un importante desafío en materia de integración de generación renovable a la red, y por lo tanto de ampliación del sistema de transporte en alta tensión.

Según estimaciones de la Secretaría de Energía en el documento elaborado para trazar una hoja de ruta consistente con los compromisos presentados en la COP 26 "Lineamientos para un Plan de Transición energética al 2030", sería necesario instalar 3.283 MW eólicos en un escenario de penetración renovable del 20% y 6.008 MW eólicos en un escenario de penetración del 30% de renovables.

En desarrollo en el marco del MATER se encuentran 913 MW eólicos y 988 MW solares a ingresar entre 2023 y 2024 sobre el sistema de transporte existente. Eso arrojaría una necesidad de nueva potencia eólica por 2370 MW a 2030 en el escenario REN 20, y 5.095 MW eólicos y 400 MW solares en el escenario REN 30, que requerirían ampliaciones en el sistema de transporte.

El documento elaborado por la SEN estima una inversión en el desarrollo del sistema de transporte de USD 2.875 MM en el caso REN 20 (unos 3.000 KM de líneas en 500 kV con sus ETs asociadas) y USD 5.575 MM en el caso REN 30 (unos 6.000 KM de líneas en 500 kV con las nuevas ETs).

Si se parte de las ampliaciones en carpeta, considerando el corredor patagónico hasta Choele-Choel, una tercera línea Choele-Choel-Bahía Blanca, el corredor Bahía Blanca-Vivoratá, y el corredor Cuyo-Buenos Aires, se podría incorporar potencia eólica en el área Patagonia/Comahue/Buenos Aires por unos 1.700 MW con un costo en línea con lo planteado en el documento. Sin embargo, para alcanzar la penetración objetivo serían necesarios cerca de 700 MW adicionales eólicos en el caso REN 20, que implicarían ampliaciones incrementales del sistema de transporte.

Requerimientos de ampliación del sistema de transporte para metas de penetración renovable planteadas por la Secretaría de Energía en el marco de la presentación Argentina en la COP 26.

	Comprometidos /Planeados	REN 20	REN 30	Incremental REN 20	Incremental REN 30
Eólico a instalar	913 MW	3.283 MW	6.008 MW	2.370 MW	5.095 MW
Solar a instalar	988 MW (+116 MW NEA posibles)	950 MW	1.400 MW	-	350 MW
Inversión estimada en transporte	USD 2.875 MM (AMBA+Corredor Patagonia-BB-BA+ Corredor CUY-BA)	USD 2,875 MM (Requerido s/doc SEN)	USD 5,575 MM (Requerido s/doc SEN)	-	USD 2.700 MM
Eólico posible de instalar sobre nuevo transporte/eólico faltante	1.700 MW	1.700 MW	1.700 MW	670 MW	3.395 MW
Expansión adicional del sistema de transporte requerida				1 Línea 500 kV	4 Líneas 500 kV

Para el caso REN 30 en función de las estimaciones que realiza el documento quedarían USD 2.700 MM a invertir en transporte para integrar 3.400 MW eólicos y 350 MW fotovoltáicos, valores que resultan razonables asumiendo la construcción de 4 líneas de 700 KM de extensión en 500 kV, y que permiten dimensionar el monto de inversión en transporte que se requeriría para acelerar la transición energética.

.

PARTE III

Alternativas para acelerar el desarrollo de la capacidad de transporte

1. Coordinación

El desarrollo de un conjunto de obras como las previstas en el plan AMBA I presentado por el CAF para el acceso a la capacidad de transporte, que permitiría incorporar volúmenes muy significativos de potencia eólica en el corredor Bahía Blanca-Buenos Aires requerirá instancias de trabajo conjunto entre la Secretaría de Energía, CAMMESA y el sector privado, a fin de minimizar la capacidad ociosa de la nueva infraestructura una vez que se habilite. Esta necesidad de coordinación se presenta para estas obras con inicio del camino formal para su desarrollo, así como para el conjunto de obras que se encuentran en carpeta pero aún cuentan con menos definiciones.

El desarrollo de proyectos eólicos demanda plazos extensos de tiempo que involucran la medición de la calidad del recurso, la viabilidad ambiental, el acceso a la servidumbre de la tierra, el desarrollo ingenieril, entre otras tareas. Un cronograma planteado sobre trazas ciertas de las ampliaciones del sistema de transporte en 500/220 kV permitiría al sector avanzar con anticipación en el desarrollo de proyectos en las zonas que crecerían en capacidad de inyección eólica.

Para el caso del plan AMBA I, que ya cuenta con trazas ciertas, la Secretaría de Energía y CAMMESA podrían definir con la mayor anticipación posible la potencia que habilitarán en el nodo Bahía Blanca y Vivoratá para la incorporación de nueva potencia eólica con prioridad de despacho.

Una vez definido el financiamiento de las obras y se dé inicio a su construcción, la Secretaría de Energía y el CAF podrían generar un sistema de seguimiento que permita tener la mayor claridad posible respecto del cumplimiento de los cronogramas de obra, atrasos, fechas previstas de habilitación de cada tramo, etc. También sería relevante especificar cuál es la afectación que supone la habilitación de cada uno de los tramos de la obra (líneas en 220, 132, 500 kV) sobre la capacidad de evacuación en Bahía Blanca/Vivoratá).

Para evitar la ociosidad de la línea el sector privado deberá desarrollar proyectos por hasta 1.000 MW de potencia, que implican inversiones por más de USD 1.500 Millones, que deberían comenzar a ejecutarse con una anticipación no menor a los 24 meses de la fecha prevista de habilitación comercial.

El riesgo implícito en la posibilidad de que las obras se demoren para los generadores es muy elevado. Sin mecanismos de garantías provistos por el Estado Nacional del tipo tomar o pagar será muy difícilque los proyectos de generación comiencen a desarrollarse antes de la fecha de habilitación del totalde las líneas comprendidas en el Plan AMBA I.

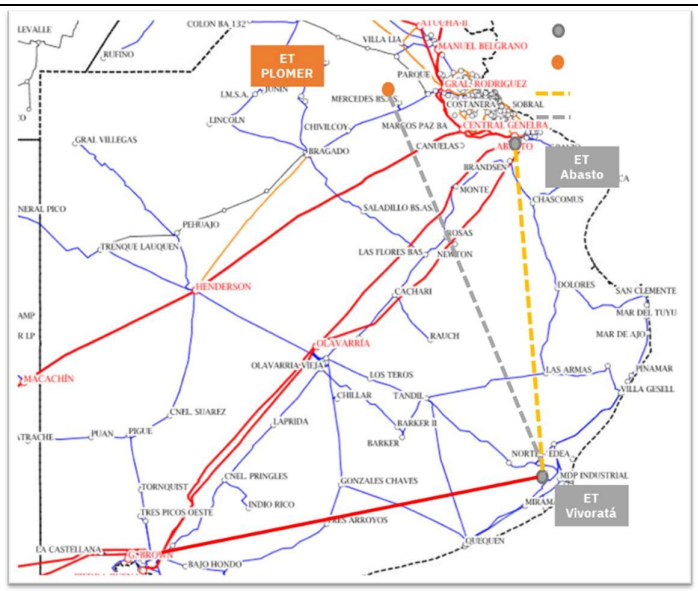
El costo implícito en una dilación de esa magnitud sería del orden de <u>los USD 800 Millones en importaciones</u> de gas de Bolivia/GNL/Gasoil, y de <u>USD 400 MM de costo para el sistema eléctrico</u>.

2. Desarrollo de proyectos de ampliación del sistema de transporte en cabeza del sector privado

En pos de aportar ideas apalancadas en la iniciativa privada que complementen la iniciativa del sector público y colaboren en los objetivos y directrices que marca la política energética nacional, se presentan algunas alternativas que podrían ser viables para cumplir los objetivos de la Ley 27.191 y los compromisos asumidos por la República Argentina en la COP 26 y COP 27.

2.a. Nodos eólicos

El sector privado a fin de acelerar la expansión del sistema de transporte podría participar o impulsar el desarrollo de líneas de alta tensión destinadas a la incorporación o ampliación de "nodos eólicos". Los "nodos eólicos" serían puntos con buena calidad de recurso eólico, proximidad a los centros de demanda que minimicen las necesidades de ampliación del sistema de transporte, y en los que las líneas estarían pensadas fundamentalmente para la incorporación de generación eólica.

Ejemplo de un posible nodo eólico	
	Línea Vivoratá-Abasto 500 kV y adecuaciones ET Abasto. ✓ Distancia: 350 km ✓ Costo estimado: USD 350 MM ✓ Ampliación capacidad: 1.000 MW ✓ USD/MW: 350.000

El desarrollo de proyectos de generación con transporte en alta tensión asociado requeriría la conformación de un consorcio para el desarrollo del proyecto, la obtención de los permisos, servidumbres, aptos ambientales, etc. Desafíos que, a una escala menor, el sector ha resuelto con eficacia en el desarrollo de los proyectos materializados hasta ahora.

2.a. Ampliaciones por interés público

La regulación contempla la ampliación del sistema de transporte por parte del sector privado. En los Procedimientos existen distintos mecanismos para las ampliaciones:

- **Contrato entre partes**: orientado a obras de interés privado, no supone recupero de la inversión a través de canon u otro mecanismo y no sería viable porque las magnitudes de inversión requeridas en el sistema de transporte para incorporar nueva capacidad eólica tornan inviable traspasar a la demanda de los GU dichos costos.

- **Ampliaciones por concurso público**: orientado a obras comprendidas en el PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE, permiten el recupero de la inversión a través de un canon en un horizonte de 15/20 años.

  Un agente privado puede solicitar la inclusión de una obra en el Plan De Expansión del Sistema de Transporte a CAMMESA/Secretaría de Energía.

Tomando este último caso, un consorcio de empresas podría solicitar la inclusión de una LEAT en el plan considerando que sería de interés público y no solo en beneficio de los generadores o grandes usuarios el desarrollo de nueva capacidad renovable, al aportar al cumplimiento de los objetivos de descarbonización asumidos por el Estado Nacional y a la reducción de costos del sistema eléctrico.

El ENRE debería evaluar si el valor presente de los beneficios es mayor que los costos de construcción y mantenimiento de las nuevas instalaciones. Aquí podrían tener lugar aspectos vinculados al cumplimento de la Ley, los compromisos de descarbonización del Estado Nacional y los costos evitados de importaciones de combustibles.

El ENRE debe validar el pliego licitatorio para el desarrollo de las obras, así cómo la adjudicación y el contrato que darán lugar al pago del CANON, y someter el canon a audiencia pública. El CANON se debe definir en dólares.

El proceso podría habilitar el recupero de la inversión en la ampliación del sistema de transporte descargando su costo sobre el total de la demanda el MEM, y por ende reduciendo el impacto del costo de ampliación del sistema de transporte sobre los contratos MATER a celebrar entre generadores del nodo eólico y GU. Asegurar el recupero de la inversión en transporte reduciría el riesgo y haría viable el desarrollo de estos proyectos.

La magnitud de financiamiento requerida para llevar adelante ampliaciones del sistema de transporte en cabeza del sector privado **requeriría reforzar los mecanismos regulatorios vigentes para el recupero de la inversión**. En este sentido, la experiencia de los programas Renovar muestra **la eficacia de mecanismos de garantías como los del Banco Mundial**, que brindaron el marco adecuado para financiar inversiones por más de USD 5.000 millones.

2.a. Ampliaciones por PPA

Como alternativa a los proyectos en el marco de las ampliaciones por interés público se podría pensar, en línea con algunos antecedes, en ampliaciones apalancadas en contratos PPA.

- **Contratos Res/220:** La Resolución 220 habilitó la posibilidad de que se presentaran proyectos de generación térmica a la Secretaría de Energía, que debían ir acompañados de una desagregación de sus costos de inversión, fijos y variables, esquema de financiamiento, etc. La Secretaría analizaría el proyecto y otorgaría un contrato a 10 años de plazo en dólares que reconociera un retorno del 10% en dólares sobre la inversión.

- Los proyectos de inversión podrían incluir estaciones de maniobra, nuevas estaciones transformadoras o adecuaciones de estaciones existentes y las líneas requeridas para conectar la central al sistema y mejorar evacuación en la zona. Alguno de los proyectos llevados adelante mediante esta metodología que incluyeron obras de ampliación del sistema de transporte reconocidas en los contratos fueron los de las centrales Brigadier López y Ensenada de Barragán.

- **Contratos Res/108:** La resolución funcionaba de forma similar a la 220 pero para centrales renovables, y permitía incorporar ampliaciones en el sistema de transporte que podrían ser reconocidas por la Secretaría de Energía en la tarifa acordada.

Sin embargo, la Res/220 aplica a proyectos de generación térmica, y la 108 no está vigente. Para pensar en alternativas al combo "Ampliaciones por interés público" + MATER la Secretaría de Energía tendría que dictar nuevas normas. Lo conceptos principales a incluir en dicha normativa podrían ser:

- ✓ Una convocatoria a presentar manifestaciones de interés en proyectos renovables que incorporen las ampliaciones en el sistema de transporte necesarias para llevar la energía sin restricciones hasta las Estaciones Transformadores que defina CAMMESA. De esta forma se podría mapear el interés del sector privado en desarrollar este tipo de iniciativas. Y si existen eventuales proyectos que podrían competir por el acceso a alguna ET.

- ✓ Las Manifestaciones tendrían que plantear el esquema remuneratorio deseado por el proyecto. Podrían presentarse dos alternativas:

    1. **Contrato full:** Tipo Renovar + pago por ampliación de transporte. PPA a 15 años simil Renovar.

    2. **Contrato sólo por Transporte:** Esquema mixto, con PPA por la capacidad de transporte y energía en alguna proporción PPA/MATER.

- ✓ En base a la información recabada se podría llevar adelante una licitación en dónde en caso de existir proyectos que compitan por el acceso a alguna de las ET identificadas como posibles puntos de inyección, se adjudiquen contratos a las propuestas que más aporten al cumplimiento de los objetivos de descarbonización y sean más económicas para el sistema.

- ✓ Otra alternativa sería, en caso de que no hubiera un escenario de proyectos en competencia, recuperar la metodología tipo Contratos Res/220 y que el proyecto presente su estructura de costos, la Secretaría evalúe y apruebe una tarifa para un PPA por el transporte y la energía, o sólo por el transporte, a 15 años en dólares con un retorno a definir (220 era 10%).

- ✓ La alternativa de PPA sólo para transporte implicaría desarrollar nueva normativa que se solaparía con normativa vigente, ya que las ampliaciones por concurso público permiten resolver el repago de una ampliación del sistema de transporte mediante un CANON, que no difiere en lo sustancial del pago de un PPA por parte de CAMMESA.

- ✓ **<u>En este caso, al igual que en el de ampliaciones por interés público, las garantías similares a las del programa Renovar serían críticas para dar viabilidad a los proyectos</u>**.

2.c. Prioridad de despacho

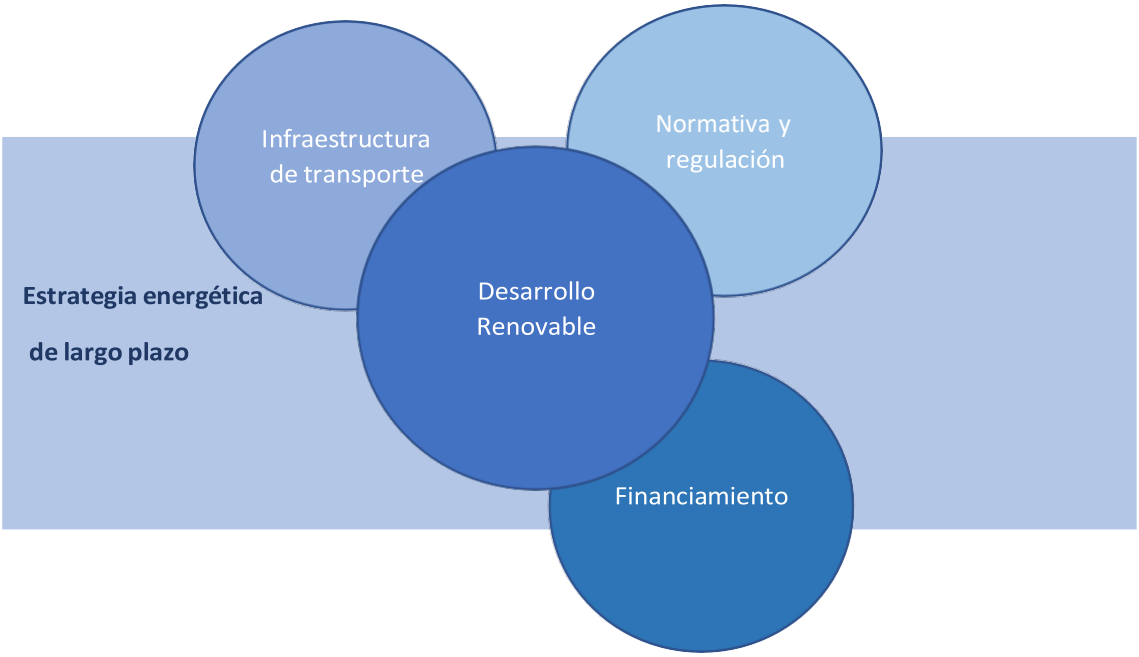
Si los proyectos fueran desarrollados en un esquema tipo RENOVAR la adjudicación del PPA iría de la mano de la prioridad de despacho por el total de la potencia contratada.

Si se desarrollaran el marco del MATER mediante ampliación por interés público con cobro del CANON, el consorcio renovable igualmente debería tener acceso preferencial a la prioridad de despacho sin tener que competir con terceros, en función del importante esfuerzo de financiamiento e inversión comprometido.

La Secretaría de Energía debería realizar una nueva adecuación al funcionamiento del MATER introduciendo cambios a lo previsto en la Resolución 551/21 orientados a:

- Eximir del pago trimestral de 500 USD/MW por el mantenimiento de la prioridad de despacho para los proyectos que involucren el desarrollo de nuevos PDI asociados a expansiones en el sistema de transporte troncal.
- Otorgar la prioridad de despacho en tanto los solicitantes hayan realizado y conseguido el Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública, que ya involucra haber desarrollado la ingeniería y estudios como conseguir la aprobación técnica de la Transportista, CAMMESA y el ENRE.
- Extender la prioridad de despacho establecida en la Res 551/21 por un plazo consistente con el desarrollo de las obras de ampliación de la capacidad de transporte (36/48 meses), extensible sin costo en tanto las obras tengan principio de ejecución y una demora definida.

Un aspecto adicional para considerar podría ser que aquellos proyectos con ampliaciones del sistema de transporte en alta tensión a su cargo puedan realizar contratos en el MATER otorgando a sus clientes el beneficio de estar exentos del pago de potencia independientemente del momento de salida de las compras conjuntas, a modo de incentivo frente a los proyectos que se “cuelguen” de ampliaciones financiadas y costeadas por el Estado Nacional.

Horizonte

La ausencia de una estrategia de desarrollo del sistema de transporte consistente con los objetivos de Ley 27.191 y los compromisos asumidos en la COP 26 suponen la imposibilidad de cumplir con los objetivos planteados para 2025 y 2030 de alcanzar una penetración del 20% de energías renovables no convencionales de piso. Si bien existen distintos esquemas de ampliación del sistema de transporte analizados por CAMMESA, Transener y las demás transportistas; un ámbito como el CAF, en el ámbito del CFEE, creado para licitar y llevar adelante los proyectos de expansión del sistema; y la UESTEE, con función similares, creada por Resolución 293/2019, para "dar inicio institucional y oficiar de entidad contratante de las ampliaciones del sistema de transporte"; no se ha logrado generar claridad respecto del cronograma de obras en alta tensión a realizar en la próxima década, ni establecer mecanismos definidos para avanzar en su financiamiento, ni trazar una hoja de ruta que permita definir los temas pendientes de resolución para dinamizar las ampliaciones.