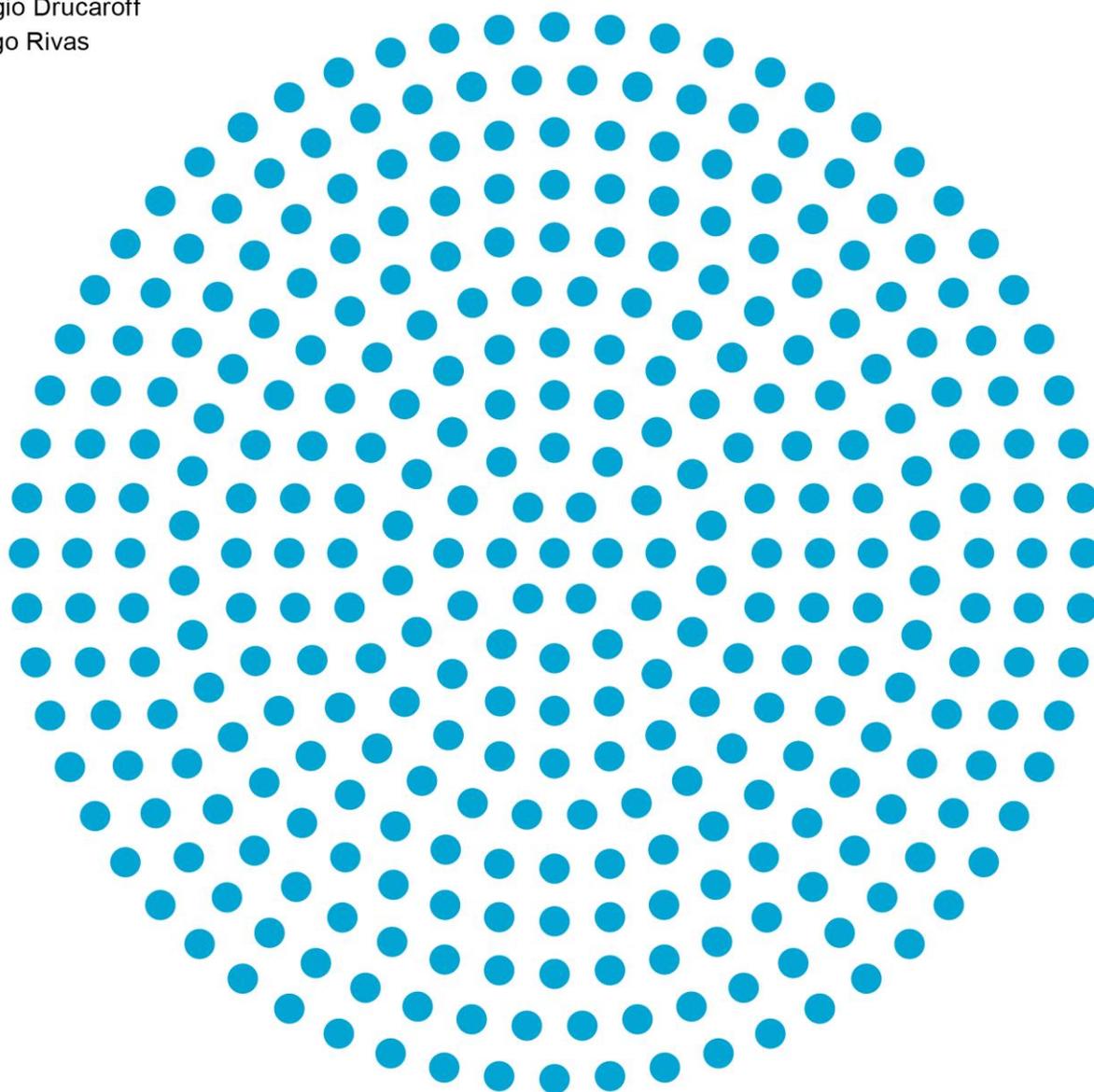


De la crisis a la oportunidad del sector energético: escenarios y condiciones para ampliar la oferta a 2050

Paulo Farina
Sergio Drucaroff
Diego Rivas





El uso de un lenguaje que no discrimine, que no reproduzca estereotipos sexistas y que permita visibilizar todos los géneros es una preocupación de quienes trabajaron en este documento. Dado que no hay acuerdo sobre la manera de hacerlo en castellano, se consideraron aquí tres criterios a fines de hacer un uso más justo y preciso del lenguaje: 1) evitar expresiones discriminatorias, 2) visibilizar el género cuando la situación comunicativa y el mensaje lo requieren para una comprensión correcta y, 3) no visibilizarlo cuando no resulta necesario.

Resumen

La disponibilidad de energía de forma abundante, a precios competitivos y en el marco de los compromisos asumidos sobre el cambio climático es fundamental para garantizar el desarrollo sostenido de la Argentina. Pero salvo contadas oportunidades, el país lleva décadas retenido en una trampa de crecimiento interrumpido. En distintas ocasiones la falta de recursos energéticos ha sido un determinante no menor de esta situación.

El presente trabajo es un aporte a la discusión sobre el futuro de la matriz energética de la Argentina con foco principal en la incertidumbre sobre su evolución y cómo interactúan ciertas decisiones en su desenvolvimiento. En primer lugar, se analiza cómo se llegó a la crisis de abastecimiento, que significó cantidades crecientes de importaciones, las teorías esgrimidas en la literatura especializada sobre los determinantes de la oferta local, la respuesta de la política pública y por qué fue inefectiva por mucho tiempo.

El sector energético se encuentra estancado desde hace 20 años, con un magro aporte al desarrollo económico. Esta situación, que en cualquier otro sector hubiera significado una crisis de oferta, se pudo sortear sin que el consumo interno útil de energía se resintiera. La contrapartida fue la disminución de las exportaciones, al contraerse entre el 2000 y el 2019 el 70,3%.

La Argentina se quedó sin energía. Ante la inefectividad de las medidas adoptadas, el recurso último fueron importaciones crecientes en el momento que se observaban los máximos precios en el mercado internacional. La oferta interna aumentó, aunque tan solo 4,2% entre el 2000 y el 2019. En el mismo lapso la producción local se redujo 3,9%.

Hacer todo, ahora, no importa el costo. Esta fue la última respuesta que tuvo cierta continuidad. Pero las políticas que pudieron ser útiles en un escenario de escasez no necesariamente lo son cuando se proyecta una abundancia de recursos.

En la segunda parte del trabajo se simula la matriz energética a 2050, analizando las interacciones entre los distintos energéticos y su lugar en la futura matriz. El crecimiento del consumo interno resulta limitado para las oportunidades del sector. La posibilidad de retomar la senda exportadora, no solo de hidrocarburos, sino indirectamente de nuestros recursos renovables a través de la electricidad, tiene alta probabilidad de éxito si existen las políticas adecuadas.

¿Se puede volver a tener un saldo superavitario de la balanza comercial? Esa es la pregunta que debe contestar la política energética. Sin este objetivo, el crecimiento del mercado interno es insuficiente para realizar las oportunidades del sector.

Presentación

Este documento se enmarca en un proyecto del Programa de Desarrollo Económico de CIPPEC que estudia las transiciones energéticas en Argentina desde la perspectiva del desarrollo económico. La información que reúne esta publicación es producto de un trabajo llevado a cabo entre abril y diciembre de 2020.

Índice

Resumen	1
Presentación	2
Índice de recuadros	4
Abreviaciones.....	5
Introducción	6
La política energética y la escasez de recursos	7
La crisis de abastecimiento	10
La reacción de la política pública.....	14
Planear para el futuro.....	20
¿De la escasez a la abundancia?	23
Transiciones energéticas	25
El potencial exportador de Argentina.....	39
Energía y desarrollo económico.....	43
Conclusiones	48
Anexo. Principales supuestos.....	49
Bibliografía	52
Acerca de los autores	56

Índice de gráficos

GRÁFICO 1. Intercambio Energético en millones de tep (1961-2019)	7
GRÁFICO 2. Oferta interna de energía, en millones de tep (1961-2019)	8
GRÁFICO 3. Demanda interna de energía y exportaciones, en millones de tep (1961-2019)	9
GRÁFICO 4. Precio Internacional del barril de Petróleo (eje izq.) y del Gas Natural por mmbtu (eje der.), en u\$s de 2019 (1960-2019)	10
GRÁFICO 5. Reservas de Petróleo en Mbbl y horizonte de Reservas en años (eje der.) (1981-2019)	12
GRÁFICO 6. Reservas de gas natural en MMm3 y horizonte de reservas (eje. der.) (1981-2019).....	12
GRÁFICO 7. Petróleo: índice de reposición de reservas, (1983-2019)	24
GRÁFICO 8. Gas natural: índice de reposición de reservas, (1983-2019)	24
GRÁFICO 9. Consumo energético por sector en MTep (1990-2050)	26
GRÁFICO 10. Emisiones de gases de efecto invernadero en Mt CO ₂ (2020-2050)	26
GRÁFICO 11. Intensidad Energética en miles de tep por unidad de PBI y de emisiones en (2020-2050).....	27
GRÁFICO 12. Intensidad per cápita energética en miles de tep y de emisiones en tCO ₂ (2020-2050)	27
GRÁFICO 13. Escenarios de demanda interna de energía, en millones de tep (2020-2050)	29
GRÁFICO 14. Escenario central de demanda interna de energía, en millones de tep y porcentaje del total (2020-2050)	30
GRÁFICO 15. Escenarios de Generación eléctrica en TWh (2020-2050)	31
GRÁFICO 16. Producción de energía eléctrica en TWh y porcentaje de la matriz (2020-2050)	32
GRÁFICO 17. Potencia Máxima Demandada en GW	33
GRÁFICO 18. Participación Renovable en porcentaje.....	33
GRÁFICO 19. Incorporación de potencia en GW y necesidad de respaldo (2020-2050)	34
GRÁFICO 20. Incorporación de potencia en GW entre el 2020 y 2030 (izquierda) y entre el 2030 y el 2050 (derecha).....	35
GRÁFICO 21. Incorporación Térmica en relación a Renovable, en GW.	36
GRÁFICO 22. Penetración Renovable en % y Precio de la Energía en u\$s/MWh.	36
GRÁFICO 23. Precio mayorista en u\$s/MWh y sus componentes. (2030-2050).....	36
GRÁFICO 24. Exportaciones, importaciones y saldo energético, abierto por componente, en millones de tep (1990-2050).....	37
GRÁFICO 25. Oferta energética interna en Mtep (1990-2050)	38
GRÁFICO 26. Participación en la matriz en porcentaje (2020-2050)	38
GRÁFICO 27. Consumo de gas natural de red (arriba) y usinas (abajo) en Mm3/d. (2020-2050)	39
GRÁFICO 28. Producción de gas natural en Mm3/d (2020-2050)	41
GRÁFICO 29. Producción de petróleo en kbbl/d (2020-2050)	41
GRÁFICO 30. Precio del gas en u\$s/mmbtu (2020-2050)	41
GRÁFICO 31. precio del petróleo en u\$s/bbl (2020-2050).....	41
GRÁFICO 32. Precio del gas en u\$s/mmbtu y porcentaje de financiamiento interno	42
GRÁFICO 33. Precio del petróleo en u\$s/bbl y porcentaje del financiamiento interno	42
GRÁFICO 34. Empleo por MW instalado.....	44
GRÁFICO 35. Empleos total en miles (2020-2030)	44
GRÁFICO 36. Contenido local en millones de u\$s (2020-2030)	45
GRÁFICO 37. Actividad indirecta en millones de u\$s (2020-2030)	45
GRÁFICO 38. Actividad derivada de la demanda de gas usina, en millones de u\$s. (2020-2030).....	45
GRÁFICO 39. Empleo derivado de la demanda de gas usina, en miles (2020-2030)	45
GRÁFICO 40. Inversión anual por tecnología hasta 2030 en millones de u\$s de 2019.....	47
GRÁFICO 41. Inversión anual por tecnología desde 2031 en millones de u\$s de 2019.....	47
GRÁFICO 42. Pozos anuales perforados	47
GRÁFICO 43. Inversión anual en explotación en millones de u\$s de 2019.....	47
GRÁFICO 44. Costos nivelados por tecnología en u\$s/MWh	51

Índice de recuadros

RECUADRO 1. Alcance del Plan Nuclear.....	17
RECUADRO 2. Argentina, el Acuerdo de Paris y la construcción de escenarios energéticos	28

Abreviaciones

bbl	Barril de petróleo
btu	British Thermal Unit
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.
ENARSA	Energía Argentina S.A.
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GENREN	Programa de Generación Renovable de 2009
GLP	Gas Licuado de Petróleo
GNL	Gas Natural Licuado
IRR	Índice de Reposición de Reservas
JKM	Japan-Korea Marker, precio representativo del mercado spot de GNL en Asia
MATER	Mercado a Término de Energía Renovable
Mbbl	Millones de Barriles
Mm3	Millones de metros cúbicos
mmbtu	Millón de BTU
MMm3	Miles de Millones de metros cúbicos
Mtep	Millones de TEP
PPAs	Power Purchase Agreements o Acuerdos de Abastecimiento de Energía
tep	Tonelada Equivalente de Petróleo
u\$s	Dólar Estadounidense

Introducción

La disponibilidad de energía de forma abundante, a precios competitivos y en el marco de los compromisos asumidos sobre el cambio climático es fundamental para garantizar el desarrollo sostenido de la Argentina. Pero salvo contadas oportunidades, el país lleva décadas retenido en una trampa de crecimiento interrumpido. En distintas ocasiones la falta de recursos energéticos ha sido un determinante no menor de esta situación. La “Cuestión Energética” es parte de los debates con posiciones irreductibles a lo largo de nuestra historia.

La búsqueda del autoabastecimiento, los cambios de política en relación a los contratos petroleros, las distintas posturas sobre la ventaja de exportar o conservar los recursos, tuvieron como efecto una política energética errática que se traduce en el estancamiento de la producción de energía desde hace tiempo y la pérdida del superávit comercial en la última década luego de más de 30 años de situación superavitaria. Frente a la escasez de energía sobre el cual gira todo el debate actual, dos revoluciones de recursos a nivel internacional permiten reevaluar el futuro de la energía en el país. Estas son la revolución del *shale* y de las renovables. De repente, Argentina se encuentra con abundancia de recursos.

El presente trabajo es un aporte a la discusión sobre el futuro de la matriz energética de la Argentina con foco principal en la incertidumbre sobre su evolución y cómo interactúan ciertas decisiones en su desenvolvimiento. En primer lugar, se analiza cómo se llegó a la crisis de abastecimiento que significó cantidades crecientes de importaciones. Las teorías esgrimidas en la literatura especializada sobre los determinantes de la oferta local, la respuesta de la política pública y por qué por mucho tiempo fue inefectiva.

Hacer todo, ahora, no importa el costo. Esta fue la última respuesta que tuvo cierta continuidad y significó, no sin un dejo de ironía, una recepción de las distintas teorías esgrimidas acerca del estancamiento. El resultado fue la nacionalización de YPF y el aumento de todos los precios de oferta de los energéticos, atendiendo a la falta de incentivos previos y un mayor rol buscado por el Estado.

Pero las políticas que pudieron ser útiles en un escenario de escasez no necesariamente lo son cuando se proyecta una abundancia de recursos. En la segunda parte del trabajo se simula la matriz energética a 2050, analizando las interacciones entre los distintos energéticos y su lugar en la futura matriz. El crecimiento del consumo interno resulta limitado para las oportunidades del sector. La posibilidad de retomar la senda exportadora, no solo de hidrocarburos, sino indirectamente de nuestros recursos renovables a través de la electricidad, tiene alta probabilidad de suceso si existen las políticas adecuadas.

Si esta oportunidad se concreta, entonces la discusión sobre gas versus renovables resulta secundaria y puede dirimirse por competencia. Pero si no se concreta, la expansión del mercado interno es insuficiente en relación al potencial de recurso y las nuevas tecnologías. El mercado que gana uno lo pierde el otro. También los grandes proyectos de infraestructura como las centrales hidroeléctricas o nucleares compiten contra el desarrollo industrial asociado a la explotación de los recursos naturales, si se decide seguir con esta senda.

Por lo extenso de la temática, todo escenario a futuro requiere priorizar qué aspectos de la realidad se quiere analizar. En este trabajo se hizo foco en la incertidumbre sobre la predominancia de las distintas tecnologías disponibles actualmente. Como tal, no se analizó la incorporación de futuras tecnologías que pudieran acercar la matriz al compromiso global de emisiones netas propuesto por el Acuerdo de París. Esto requiere evaluar qué estrategia podría adoptar nuestro país entre nuevas tecnologías alternativas, todavía no del todo consolidadas y que compiten entre sí.

En cambio, el trabajo se concentra en modelar las condiciones para aumentar la oferta de los recursos actuales y cómo, a partir de esta mayor demanda, afecta el desarrollo económico en términos de empleo, actividad e inversión. Entender estos efectos es parte esencial para priorizar una u otra dirección, por lo que un análisis detallado es parte de un segundo trabajo. Por último, se considera las condiciones de precio y financiamiento necesarios para lograr este potencial. El diseño de las políticas públicas, los precios que prevalecerán en el mercado, y las fuentes de financiamiento y su costo son los tres determinantes claves para realizar el potencial energético del país, recuperar el superávit energético y aprovechar la ventana de oportunidad internacional mientras se especifican las transiciones energéticas de nuestro país y del mundo.

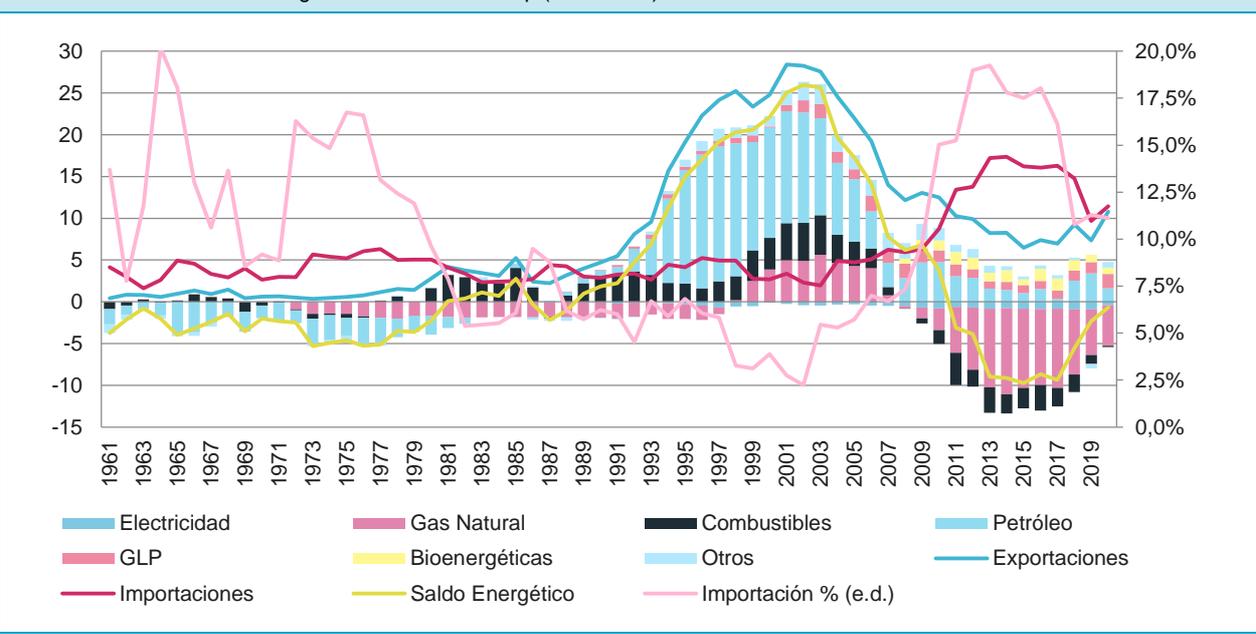
La política energética y la escasez de recursos

Autoabastecimiento, oferta energética y contexto internacional

La política energética en la Argentina se ha discutido históricamente en función de lograr el autoabastecimiento energético¹. Sin embargo y como puede observarse en el **GRÁFICO 1**, desde 1961 -año en que comienzan las estadísticas modernas del balance energético- y hasta 1981, en todos los años se importó más energía de la que se exportó, medido según su poder energético.

En ese entonces la política energética buscó integrar a la oferta interna los recursos de nuestros países vecinos. Primero en 1972 con la oferta de gas desde Bolivia. En la misma década se planifican los grandes proyectos de integración energética, de los cuales se concretaron Yacretá con Paraguay y Salto Grande con Uruguay. 1982 fue el primer año sin importaciones de petróleo. Si bien entre 1981 y 1985 existió superávit, este se revirtió y no fue sino hasta 1991 que las exportaciones superaron a las importaciones de manera sostenida. Igualmente, las importaciones en todos los años -salvo alrededor de la crisis del 2001- representaron más del 5% de la oferta interna de energía (Secretaría de Gobierno de Energía, 2019).

GRÁFICO 1. Intercambio Energético en millones de tep (1961-2019)



Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Gobierno de Energía (2019).

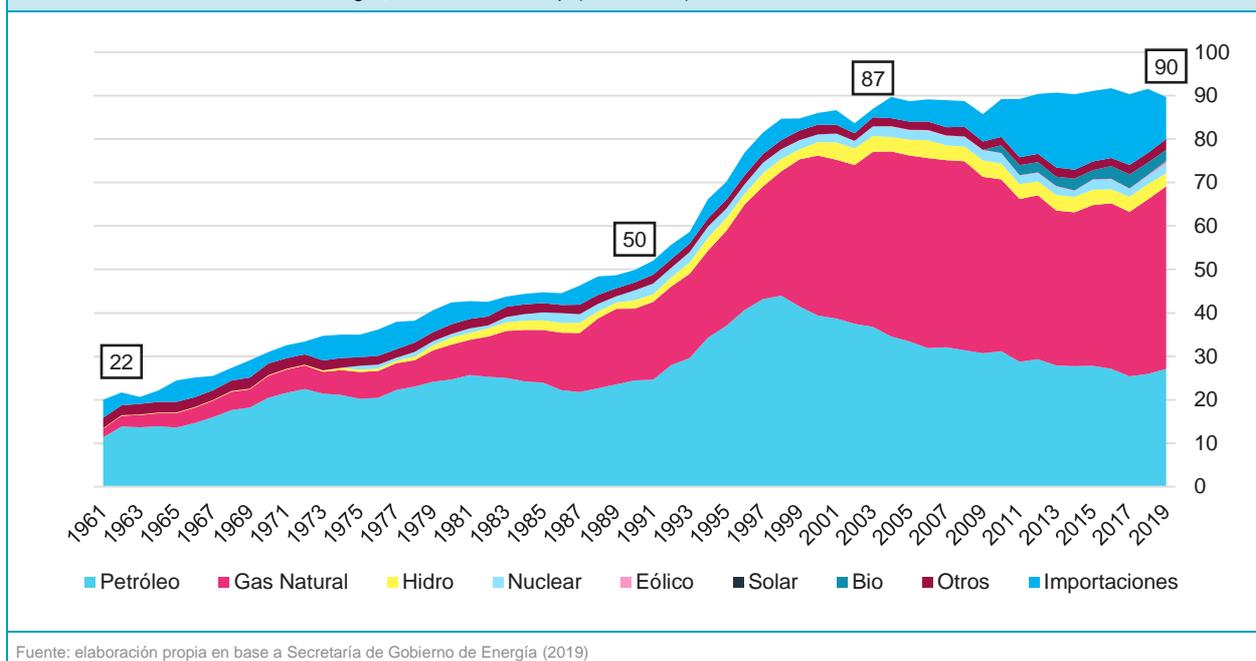
¹ La Ley 26.741 de nacionalización de YPF tiene como objetivo primario alcanzar el autoabastecimiento de hidrocarburos.

En el 2011, por primera vez y luego de 30 años, la balanza energética fue deficitaria. En 2013 el déficit energético representó más del 17,4% del consumo interno, y si bien desde entonces viene reduciéndose, en 2019 todavía representa el 4,2%. A su vez, las importaciones en 2019 equivalen al 11,2% del consumo interno, luego de haber alcanzado aproximadamente el 20% en los años 2013 y 2014. Para que se entienda la magnitud, hay que remontarse a 1965 para encontrar un nivel de importaciones mayor, en medio de la discusión por la rescisión de los contratos petroleros. (Secretaría de Gobierno de Energía, 2019)

La Argentina se quedó sin energía. Ante la ineffectividad de las medidas adoptadas, el recurso último fueron importaciones crecientes en el momento que se observaban los máximos precios en el mercado internacional. El **GRÁFICO 2** muestra la oferta de energía primaria con las importaciones discriminadas.

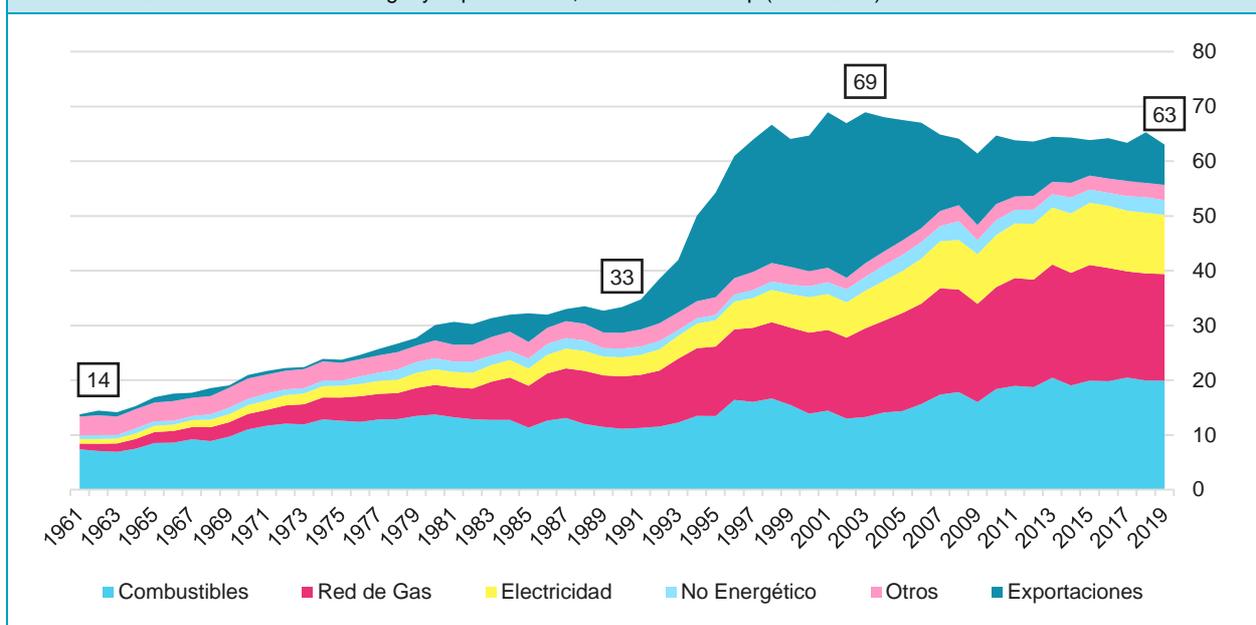
El máximo de producción nacional se alcanzó en el 2003, con 85,3 millones de tep. El petróleo había alcanzado su máximo ya en 1998. El gas natural lo hizo en 2006 y si bien la producción se mantuvo relativamente constante hasta 2008, luego comenzó su declino hasta alcanzar el mínimo en 2014. El petróleo tuvo su mínima producción en 2017. El resto de las fuentes energéticas no modifican el escenario de escasez de producción. Aun así, la oferta interna aumentó, aunque tan solo 4,2% entre el 2000 y el 2019. En el mismo lapso la producción local se redujo 3,9% o a razón de 0,2% anual.

GRÁFICO 2. Oferta interna de energía, en millones de tep (1961-2019)



El sector energético se encuentra estancado desde hace 20 años, con un magro aporte al desarrollo económico. Esta situación, que en cualquier otro sector habría significado una crisis de oferta, se pudo sortear sin que el consumo interno útil de energía se resintiera. Como muestra el **GRÁFICO 3**, éste continuó creciendo hasta alcanzar un máximo de 57,36 Mtep en 2015. La demanda de combustibles alcanzó su máximo en 2017 y de gas natural en 2015. La demanda de electricidad se mantuvo en valores similares entre 2015 y 2018, cuando el efecto de la recesión y el aumento de tarifas también la redujo. La contrapartida que permitió evitar los efectos de la crisis de abastecimiento fue la disminución de las exportaciones, al contraerse entre el 2000 y el 2019 el 70,3% o a razón de 6,4% anual.

GRÁFICO 3. Demanda interna de energía y exportaciones, en millones de tep (1961-2019)



Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Gobierno de Energía (2019).

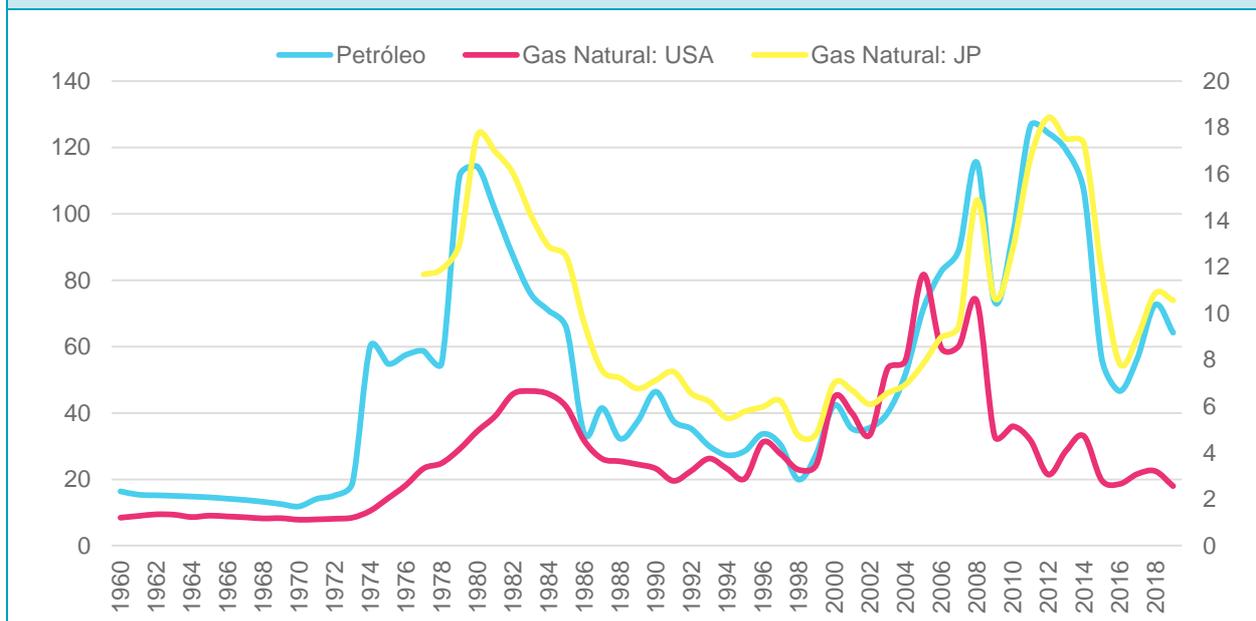
La política energética puede definirse de múltiples maneras. El objetivo predominante en el pasado fue la seguridad energética. Ejemplo fue la creación en 1974 de la Organización Internacional para la Energía con el mandato excluyente de mejorar ésta. En ese entonces era entendida como reducir la dependencia de las importaciones de forma coordinada ante la disrupción en la provisión y los precios del petróleo. Desde entonces y ante el avance de la globalización, las prioridades han cambiado y se fueron agregando nuevas metas. De acuerdo al World Energy Council, la política energética es balancear los objetivos de seguridad, equidad e impacto ambiental, o el trilema de la sustentabilidad energética. Esta definición también está reflejada en los Objetivos de Desarrollo Sustentable propuestos por las Naciones Unidas. Específicamente en el ODS N° 7, de energía limpia y asequible. En un mundo con una distribución desigual de los recursos y en donde predomina el comercio internacional, se requiere de reglas de cooperación. El Tratado sobre la Carta de Energía firmado por primera vez en 1991 tuvo ese objetivo y hoy cuenta con más de 50 miembros y un número no menor de observadores.

Todas estas definiciones, no obstante, presuponen aquello que es el objetivo último de cualquier gobierno: (La) Energía abundante a bajo costo es fundamental para una sociedad industrializada, como lo definió el Premio Nobel de Economía Nordhaus (1973) luego del primer shock petrolero. Visto a través de esta definición, los sucesos que llevaron a la crisis de abastecimiento de comienzos de la década es la situación que todo gobierno quiere evitar.

En 2008 primero y luego entre 2011 y 2014 la escasez mundial de recursos se reflejó en los precios históricos más altos del petróleo, superando el pico de 1980 en todos esos años un 6% en promedio, como puede verse en el **GRÁFICO 4**. Aun si los precios descendieron desde el 2015, el mismo está 8% sobre el promedio histórico, de 54 u\$/bbl medidos a precios de 2019. (BP, 2020; World Bank, 2020a). El precio de gas natural, cuando se comercializa en el mercado internacional, está asociado al poder calorífico equivalente del petróleo, como es en el caso de la importación de GNL de Japón.² Parecía que el mundo se había quedado sin energía.

² En los últimos años ha ganado volumen el mercado spot de GNL hacia Asia denominado JKM, pero sigue siendo una proporción menor de las compras, que siguen en su mayoría indexadas al barril de petróleo. El precio utilizado es el efectivamente pagado por las importaciones de GNL de Japón y es aproximadamente el 14% del precio del Barril más un componente fijo de entre 1 a 2,5 u\$/mmbtu. El precio de Estados Unidos estuvo regulado hasta 1980, y desde el descubrimiento del shale gas se ha desacoplado de su valor relacionado con el petróleo.

GRÁFICO 4. Precio Internacional del barril de Petróleo (eje izq.) y del Gas Natural por mmbtu (eje der.), en u\$s de 2019 (1960-2019)



Fuente: elaboración propia en base a BP, 2020; y World Bank, 2020^a

La crisis de abastecimiento

La falta de incentivos

La literatura especializada y el ámbito político han debatido distintas hipótesis sobre si era evitable la crisis, y en ese sentido, las medidas que llevaron a ella. Si bien existe un número de coincidencias relevantes, estas surgen a la luz solo cuando se deja atrás la discusión sobre las reformas de los 90s.

Quienes tienen una visión mayoritariamente positiva de las reformas de privatización, desregulación y liberación del mercado de hidrocarburos antes del comienzo del siglo, atribuyen la crisis a la supresión de la señal de precio desde la crisis de la convertibilidad. La primera señal de escasez se dio en el 2004 con las interrupciones de las exportaciones de gas a Chile y las previstas a Brasil, que también significaron discontinuar las exportaciones de electricidad a este país.

La falta de un marco normativo aplicable, aun si se dieron señales de precio esporádicas, y el intervencionismo estatal a través de un esquema de decisión de comando y control, inhibió las inversiones. El resultado obtenido, especialmente en el mercado de gas, argumentan, se ajusta a un modelo de incentivos deprimidos en -y hace falta retener este concepto- reservorios convencionales maduros. La falta de la señal de precios también exacerbó la retroalimentación negativa en el mercado eléctrico. El parque generador que se incorporó cuando más escaseaba el gas fue mayoritariamente térmico. (Barril & Navajas, 2015; Navajas, 2006)

Las decisiones sobre la oferta energética no son independientes de la política de precios y tarifas del sector. Desde 1945 se contabilizan al menos 10 ciclos de disminución y alza de los precios reales de los servicios públicos, asociados a distintos usos de la política energética en el marco general de políticas económicas. Los ciclos de baja están caracterizados por la utilización de los precios sectoriales para contener la inflación, mejorar indirectamente la distribución del ingreso y sostener la competitividad empresarial. Sin embargo, el desacople entre los precios pagados por la demanda y los

precios de oferta termina siendo solventado, de manera indirecta, a través de subsidios. (Canitrot, 1975; Cont, Navajas, & Porto, 2019; Navajas, 2015)

El análisis de los ciclos de precios pagados por la demanda excede el alcance del presente trabajo. No obstante, resulta conveniente remarcar que la reversión de estos ciclos está asociada o bien a reducir el déficit fiscal o bien a incentivar la oferta energética. En el primer caso, frente a la dificultad de la gestión macroeconómica, usualmente en el marco de planes de estabilización, sin que necesariamente exista una crisis sectorial. En el segundo caso, al establecer mayores precios de oferta e incentivar las inversiones luego de un periodo de retraimiento de la oferta, como el experimentado recientemente.

En el sector del petróleo, Gadano (2010) analiza tres episodios en que las reformas para aumentar la producción se hacen en situaciones de urgencia, y con herramientas legales que evitan la discusión pública. Las medidas se realizan usualmente en contra de la plataforma política de quienes la promueven, que el autor da en llamar la traición. La falta de discusión y consensos, la necesidad de compromisos públicos fuertes que compensen un marco normativo históricamente cambiante -ejemplo de ello es la indexación de las tarifas por la inflación de los Estados Unidos- y la aplicación en simultaneo con el reajuste de otros precios relativos de la economía minan la confianza de la sociedad sobre las reformas, dando lugar a un nuevo ciclo. (Urbiztondo, 2016)

La hipótesis sobre la retención de producción

Por el contrario, quienes encuentran en estas reformas la raíz de la crisis atribuyen la falta de inversiones en la respuesta empresaria al desacople de los precios internos de los internacionales, en contradicción con la *estrategia de subexploración y sobreexplotación de las reservas hidrocarburíferas*. La crisis de energía se debe a la autorización indiscriminada de exportaciones previas sin la exigencia, como contrapartida, de inversiones por parte del Estado. Los incentivos de precio no pudieron y no iban a resolver la falta de abastecimiento. El pico de producción de petróleo se dio en 1998 con plena vigencia del marco normativo anterior y el declino del gas no hubiese podido revertirse con mayores precios, considerando que estos fueron en su mayor tiempo superiores a los existentes en la década anterior, cuando estuvieron deprimidos internacionalmente. (Barrera, 2013; Eduardo Basualdo, Gonzalez, Fernandez, & Barrera, 2012; Serrani, 2020)

La raíz de las críticas se encuentra en la renuncia del Estado a planificar la política sectorial, que se ve reforzado por la deficiente regulación de un mercado liberado en una matriz energética dominada por recursos no renovables. El cambio de política se hace bajo la premisa de que una mayor competencia redundará en mejores precios para los usuarios, pero los potenciales beneficios terminan distribuyéndose de forma desigual. Si existen mejoras, son los grandes usuarios quienes las aprovechan, al poder reducir sus costos de abastecimiento en determinados mercados y oportunidades, pero no así los usuarios residenciales.

Cuando se compara el desempeño sectorial antes y después de las reformas, no necesariamente se ve una mejora. En contraposición a la crisis eléctrica de los 80s, se analiza la expansión del consumo de gas, que como se vio tuvo su época de esplendor en las dos décadas previas. La abundancia de gas, además, contribuyó a discontinuar una política de conservación del recurso no renovable, que hubiese existido de culminar los grandes proyectos de infraestructura hidroeléctrica y nuclear. La conclusión es que las reformas no eran necesarias y no cumplieron las expectativas de cuando fueron realizadas, siendo conveniente su reversión o revisión. (E Basualdo, Azpiazu, Abeles, & Arza, 2002; Forcinito & Schorr, 2001; Lapeña, 2014)

Los estudios integrados sobre la crisis del sector son limitados. Quien recientemente intentó dar una visión de conjunto es Kozulj (2015). Argentina tiene un patrón de consumo energético que se diferencia de la región. El sector residencial tiene un nivel de consumo útil de energía más elevado que el resto de los países, con un consumo 10%

superior al promedio mundial y solo menor en la región al de Venezuela. También tiene la mayor penetración de automóviles por habitantes de la región y si bien la intensidad energética de la industria está por debajo del nivel esperado para el grado de industrialización del país, su ponderación en la actividad sigue siendo importante. El resultado es una matriz de consumo similar al de países desarrollados, incluyendo su dependencia de los combustibles fósiles. Este patrón de consumo requiere aumentar la oferta energética de forma significativa todos los años.

El punto de partida es la disponibilidad de recursos. El autor analiza la evolución de las reservas de petróleo y observa que las mismas se mantuvieron históricamente entre 345 y 473 MMm³ durante más de treinta años, siendo el verdadero salto el descubrimiento de Loma la Lata en la década de los 70s y el aumento de las reservas de gas. Estas pasaron de 171 MMm³ a 641 MMm³, alcanzando su máximo alrededor del año 2000 en 778 MMm³. La consecuencia de la abundante oferta de gas fue la especialización de la matriz en este insumo que se evidencia en la incorporación de generación térmica desde entonces, lo que le garantizó un mercado en expansión además de las exportaciones.

La reforma de los 90s privilegió la fuente de mayor abundancia relativa, al ser la más económica. Los cambios pudieron darse sin oposición política, al mantener las tarifas contenidas en el periodo luego del ajuste inicial. Esta trayectoria se mantuvo a pesar de las dificultades crecientes para aumentar las reservas de hidrocarburos. El autor también considera que la abundancia de recurso significó concentrar los esfuerzos en explotar las reservas disponibles. Aun si en el período se pudieron reponer las reservas, el horizonte de recursos se fue acotando. No obstante, y considerando el año 2015, los diversos estudios sobre prospectiva y recursos no desarrollados abonaban la hipótesis de que un mayor esfuerzo exploratorio no necesariamente hubiese revertido el declino.

GRÁFICO 5. Reservas de Petróleo en Mbbl y horizonte de Reservas en años (eje der.) (1981-2019)

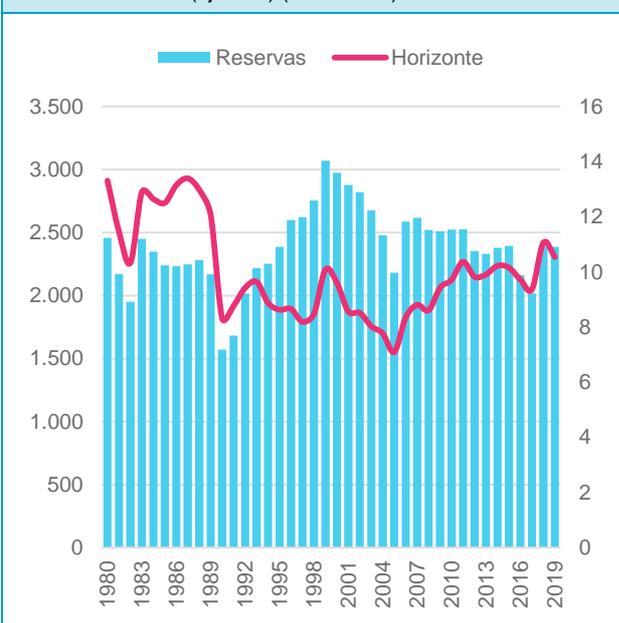
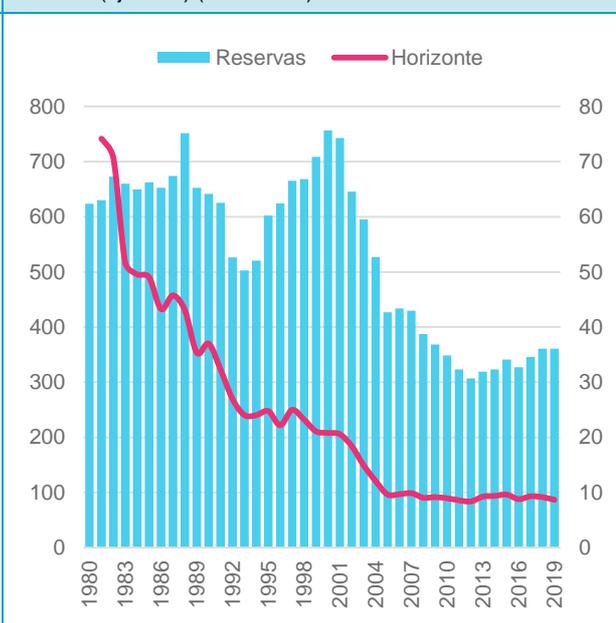


GRÁFICO 6. Reservas de gas natural en MMm³ y horizonte de reservas (eje der.) (1981-2019)



Fuente: elaboración propia en base a BP, 2020.

Hacer todo, ahora, y no importa a que costo

Mientras el mercado energético estuvo signado por la escasez, cualquier mecanismo de competencia queda inoperativo por la falta de oportunidades de aprovisionamiento y alternativas que compitan. Esta configuración explica el rol creciente que asumieron los compradores únicos o de última instancia, como CAMMESA en electricidad -y el

combustible necesario para la generación- o ENARSA en el caso del gas importado. Pero el solo hecho de concentrar el poder de compra no mejora la situación de abastecimiento. Desde hace unos años resultaba evidente el costo económico de las importaciones crecientes y el deterioro de la balanza comercial sectorial, aun si las fuentes de energía alternativas, que comenzaban a imponerse en el escenario internacional, suscitaban dudas sobre el potencial de sustitución (Recalde, 2012).

Hacer todo, ahora, y no importa a que costo. Esta es la conclusión evidente, como alcanza Kozulj, entre otros, frente al costo creciente de las importaciones cuando se estaba pagando los máximos precios internacionales. La pregunta es por qué no se hizo antes. La respuesta: se intentó y no funcionó. La visión que terminó predominando de las autoridades es que las cuencas sedimentarias exploradas de la Argentina y los recursos disponibles habían ingresado en la etapa inevitable de declinación.

El declino natural de las áreas maduras y la posibilidad o no de revertirlo quedo reflejado en un documento de 2010 del cual participaron miembros de la gerencia de planeamiento de YPF. (Ponzo, Dyner, Arango, & Larsen, 2011). En ese entonces se modeló el déficit de gas natural para los próximos 20 años en 478 MMm³, o el equivalente anual a más del 50% del consumo interno. Frente a este escenario base se plantearon otros cinco escenarios. Ninguno evitaba un crecimiento exponencial de las importaciones.

Los primeros tres escenarios tienen una combinación de prohibición total de exportación, un menor crecimiento de la demanda, al menos temporal, o mayores importaciones de Bolivia, como sucedió. El resultado acumulado es marginal y no supera el 10% del déficit proyectado. La desregulación del precio de oferta, si se hubiese realizado desde 2006, al menos en los segmentos que excluye la demanda prioritaria, hubiese podido reducir el déficit en un 12% adicional. El bajo impacto de la “señal de precio a mercado” responde a que los proyectos considerados posibles de expandir las reservas tenían periodos de larga maduración, como es el caso del offshore.

El siguiente escenario analiza la importación de GNL, que se había iniciado en 2008. Esta permitiría reducir el déficit proyectado a razón de 15% por cada 10 Mm³/d, todavía insuficiente para evitar una crisis inmediata. En el último escenario más extremo, el déficit aun sería del 45% del escenario base, pero permitiría obtener tiempo y posponer una crisis de abastecimiento hasta 2015, aun considerando las importaciones. Este escenario preveía la liberación completa de los precios del mercado local, incluyendo la demanda prioritaria; el precio se igualaba al precio de importación o al *netback* de combustible alternativo, para incentivar la exploración en áreas no desarrolladas, se ampliaba la oferta de GNL hasta alcanzar 25 Mm³/d, y la falta de crecimiento de la economía moderaba la demanda.

Los límites de la oferta local y la inevitabilidad de mayores importaciones parecía ser la política oficial adoptada. ¿Pero era realmente así? Un estudio cuantitativo que busca dirimir entre las hipótesis dadas por la caída de producción y la baja inversión en el sector de gas natural es Barril & Navajas (2015). Para discriminar entre las hipótesis existentes se estima una ecuación de incremento de la producción basado en la relación entre producción acumulada y reservas, así como otras variables que permitan aislar otros efectos. También se estimaba una ecuación adicional que explique la actividad de inversión.

El principal resultado obtenido es que si un área no actúa como *swing* -algo que se explica más adelante- la tasa natural de declino era positiva y significativa estadísticamente, pudiendo llegar incluso hasta el 20% anual dependiendo el modelo usado de estimación. La conclusión más importante es que la inversión, medida por el número de pozos realizados, no tuvo impacto alguno en explicar la evolución de la producción, tampoco el diferencial de precio con el mercado internacional, capturado por el *spread* con la provisión de Bolivia, al estar su precio atado al precio internacional de los combustibles sustitutos.

La variable que tiene impacto es la producción acumulada, en el sentido que una mayor explotación, o lo que es lo mismo, un menor nivel de reservas explica un declino más acelerado, abonando la hipótesis de yacimientos maduros. Sin embargo, las empresas medianas tienen un mejor desempeño que las empresas grandes, incluyendo a YPF. Esta última variable daría sustento a la estrategia de retener producción ante la espera de mejores precios. Ahora bien, si se observa la inversión, las empresas grandes tienen un mejor desempeño que las medianas. En todo caso el mayor esfuerzo inversor no se tradujo en mayor producción. Para YPF, los resultados previos a la nacionalización muestran que el esfuerzo inversor, nuevamente medido por los pozos perforados, estuvo concentrado exclusivamente en Loma La Lata.

La señal de precio sí tiene un efecto significativo sobre el esfuerzo inversor. Esto está capturado por el diferencial con Bolivia, que ahora sí es relevante y, especialmente, en los incentivos de precio del Plan Gas. La participación del área en este esquema significa más que duplicar el número de pozos en relación a las demás áreas.

Un comentario sobre el comportamiento estacional de la oferta. En ese entonces, los distintos acuerdos de precios entre el gobierno y los productores asignaron un precio menor al consumo de la demanda prioritaria. El resultado es que en invierno, cuando aumenta su consumo, el productor recibía un precio promedio inferior al resto del año. De ahí que la posibilidad de reducir la producción cuando más aumentaba la demanda y relocalizarla en verano mejoraba el precio percibido por el productor. Estos incentivos terminaron teniendo un efecto importante sobre las áreas que pudieron hacer *swing*, mejorando sus ingresos con una producción menor en invierno al promedio del año.

Si uno hace un balance a la luz de las hipótesis antes discutidas, existe coincidencia en que el esfuerzo de producción se concentró en las áreas maduras, que son las que mayor declino muestran. Si bien las empresas grandes invirtieron más que las medianas, el efecto sobre la producción no fue significativo. Loma La Lata y Cerro Dragón, luego de la renegociación de la concesión, concentran la mayor inversión. En el primer caso representa toda la actividad de inversión de YPF en gas natural, dando lugar a la hipótesis de sobreexplotación. La falta de exploración de nuevas cuencas o áreas y el eventual riesgo de las exportaciones sobre el abastecimiento local fue identificada antes de las reformas de los 90s por el Banco Mundial, como trae a la memoria Navajas. (Navajas, 2006; World Bank, 1990)

En donde no hay coincidencia es en el impacto de los incentivos de precio sobre la inversión y la producción. En el mejor de los casos, estos tuvieron un efecto real sobre la inversión, pero fueron insuficientes para aumentar la producción ante el declino natural de las áreas maduras. Pero que los incentivos importan queda demostrado por el comportamiento ante el menor precio pagado en invierno, cuando la demanda prioritaria es más alta, en donde las empresas buscaron desplazar en lo posible producción al verano, exacerbando la necesidad de importaciones.

La reacción de la política pública

Algo nuevo

La crisis inminente de abastecimiento hacia 2015, aun cuando se maximizara la opción importadora, fue la que volvió a poner en la agenda la necesidad de rediseñar la política energética. No sin un dejo de ironía, la solución realizada es una síntesis de las posturas discutidas a la hora de explicar la situación del sector. Se nacionalizó YPF y se aumentaron todos los precios de oferta de la energía. La discusión de si el sector retenía producción o no invertía por falta de precio pasó a ser secundaria.

El relanzamiento en 2012 de la política energética se instrumentó a través de la Ley 26.741 de autoabastecimiento de hidrocarburos y expropiación de las acciones de Repsol sobre YPF. El decreto reglamentario estableció la Comisión de Planificación y

Coordinación del Plan Nacional de Hidrocarburos, encargada de diseñar la futura política energética.

Igualmente, la verdadera medida de relevancia incluida en la reforma fue la derogación de los principales artículos de los decretos de desregulación y privatización de 1989 que todavía normaban la actividad: la libre disponibilidad y fijación del precio interno de los hidrocarburos y la reinstauración de las retenciones, aunque estas habían sido introducidas por las leyes de emergencia. En teoría esto significaba volver a la mesa de crudos y derivados que definió los precios del sector por muchos años. En la práctica esto no fue así.

En todos los productos energéticos hubo un replanteo de la política energética, pero en ninguno los cambios fueron tan profundos como en la producción y comercialización de petróleo y sus derivados. El sector se había quedado sin normas que expliciten su funcionamiento. La principal medida vigente era el mantenimiento de las retenciones a una base de exportación que había disminuido sensiblemente. El petróleo procesado en las refinerías locales no es el de exportación y escaseaba la oferta de combustibles, especialmente gasoil.

Contrario a lo que se esperaba, en el cual se siguiera diferenciando la producción de petróleo viejo y nuevo, las retenciones empezaron a disminuir para toda la oferta y en enero de 2015 se fijaron en un valor simbólico del 1% en el caso de que el precio interno se ubique por debajo de 71 u\$s/bbl -que fue el precio vigente entre 2011 y 2014- En la práctica significó eliminar las retenciones para el petróleo.

La eliminación de las retenciones y la fijación de los precios de las naftas por YPF -ahora comandada desde el Estado- no requirió una intervención directa sobre los precios. Igualmente restaba un régimen que permitiera atraer inversiones. Para los nuevos proyectos de inversión, en un inicio mayores a mil millones de dólares y a partir de octubre de 2014 desde u\$s 250 millones -es decir casi todos-, se le otorgó por Ley la libre disponibilidad y retención cero al 20% de la producción -60% para proyectos off-shore-, lo que la exime de la obligación de liquidar divisas.

El régimen también prevé la igualación del precio interno en dólares del precio de exportación, en el supuesto de necesidad de abastecer el mercado interno. Este porcentaje equivale en situaciones normales a lo que en la industria se conoce como barriles de ganancias. Es decir, el decreto 923 de 2013 y luego la Ley garantizaron la repatriación de utilidades al exterior a dólar libre³.

Pero esta última previsión no fue necesaria. Cuando el precio internacional se desplomó en 2015, la industria liderada por YPF acordó con el gobierno mantener un precio sostén superior al valor internacional, conocido como barril criollo. El precio fue un 50% superior al internacional durante todo 2015 y si bien desde 2016 se fue acortando la brecha hasta eliminarla en 2017, los precios se fijaron libremente sin intervención del Estado hasta su congelamiento en agosto de 2019, en 45,19 u\$s/bbl junto con todos sus derivados. Previamente y en el marco de la crisis cambiaria de 2018, habían sido reintroducidas las retenciones.

La política en el sector petróleo y luego en el mercado de GLP fueron los dos únicos casos en que se procuró que la comercialización sea en un único mercado para todos los consumidores a un solo precio, al eliminarse los esquemas de administración de precios diferenciados de la producción vieja y nueva que fueron la columna de la política energética desde la crisis de la convertibilidad.

En estos casos, los subsidios -al transporte, a la venta de garrafas de GLP- se concentraron en transferencias directas a la demanda. Es decir, se abandonó el intento de usar los precios (de oferta) para *contener la inflación, mejorar la distribución del ingreso indirectamente y sostener la competitividad empresarial*. El precio de los

³ Para una discusión sobre los barriles de costo y de ganancias ver Hogan & Sturzenegger, (2010).

combustibles locales incluso se acercó al máximo de la región, detentado por Uruguay en ese entonces (Einstoss, 2020).

Y algo viejo

En el resto de los sectores las medidas adoptadas desde 2012 se asemejan en más de un aspecto a las introducidas en la etapa anterior. Existieron tres intentos, más o menos sistematizados, de resolver los efectos de la crisis de la convertibilidad y el congelamiento de los precios y las tarifas. El primero se inició en 2004 y tuvo la intención de establecer nuevas reglas de funcionamiento de los principales mercados del país. En petróleo se mantenían las retenciones para regular el precio interno, y en el mercado de gas se estableció un acuerdo de suministro de gas que garantice el abastecimiento interno y la creación de MEGSA para la negociación de los excedentes.

En energía eléctrica se convocó a los generadores a un acuerdo para ampliar la oferta de potencia, que tenía como contrapartida un plan de normalización del mercado mayorista. La creación de ENARSA en 2004 actuaría como brazo ejecutor de las iniciativas públicas del Estado, aun cuando su rol terminó siendo muy acotado. El único activo inicial de relevancia fue la cesión de los derechos nacionales de explotación off-shore, que fueron revertidas al Estado Nacional en 2014. Este plan de “normalización” de los mercados de gas y electricidad quedó solamente en un catálogo de intenciones.

Entre fines de 2006 e inicios de 2009 en un nuevo intento de resolver la “cuestión energética” se relanzó la política del sector a través de una serie de medidas tendientes a ampliar la oferta, resolver los contratos de concesión suspendidos por las leyes de emergencia económica y contener el crecimiento de la demanda. Todas las medidas diferenciaron la energía “vieja” de la energía “nueva”. Este modelo de transición no es nuevo y fue implementado en numerosas ocasiones, internacional y nacionalmente.

En los mercados de hidrocarburos se establecieron los planes Petróleo, Refino y Gas Plus, este último como complemento a la distribución de las cuotas de producción y precios utilizados para el gas “viejo”. Si los dos primeros tenían un precio diferencial por la devolución de retenciones, en el último se le permitía a la oferta incremental pactar libremente sus precios.

En el área eléctrica es donde más iniciativas se acumularon. Al igual que con el resto de los energéticos, se diferenció la electricidad vieja de la nueva. En generación térmica en 2007 se instruyó a ENARSA a licitar cinco centrales de generación térmica a gas, de las cuales terminó adjudicando tres y construyendo dos. Los acuerdos con generadores de 2004 que habían iniciado las tratativas para construir dos centrales térmicas fueron ampliados para agregar dos ciclos combinados adicionales. También en 2007 se aprobó la normativa por la cual se autorizaba a firmar a CAMMESA en nombre de la demanda contratos de abastecimiento con precio fijo en dólares y 10 años de plazo. ENARSA comenzó a licitar centrales móviles y distribuidas de emergencia, con el nuevo esquema de contratos a plazo y en dólares.

Toda la generación nueva, incluyendo la de ENARSA y la de los acuerdos, tendría un precio en dólares y superior al de la energía vieja, que estaba limitado por el mayor de un tope en pesos o el reconocimiento de los costos variables incurridos. Un año antes, en el 2006, se había establecido el Programa de Energía Plus, que garantizaba el abastecimiento de la demanda prioritaria a través de la generación existente y encomendaba a los grandes usuarios a procurar su propia oferta (incremental) de energía, eliminando la garantía de su abastecimiento.

El denominado Plan Energético Nacional también buscó diversificar las fuentes de generación eléctrica. En 2009 mediante la Ley 26.566 queda establecido el Plan Nuclear que fuera anunciado en 2006. De las actividades enumeradas en la Ley, se logró completar Atucha II y la extensión de la vida útil de Embalse. El plan incluía la construcción del prototipo CAREM, que se adjudicó en 2015 y la construcción de dos

nuevas centrales nucleares, la IV y V central nuclear. Existieron múltiples negociaciones con China y Rusia (**Recuadro 1**). Algunas de estas quedaron plasmadas en acuerdos bilaterales. Sin embargo, a más de 14 años de anunciado el plan y 11 de ser establecido por ley no se ha podido avanzar en la concreción de los proyectos, en gran parte por falta de acuerdo sobre el precio, el financiamiento y el componente local a ser acordado en la construcción.

RECUADRO 1

Alcance del Plan Nuclear

La CNEA y NASA realizaron escenarios de expansión de la oferta energética nuclear que complementaron el plan anunciado. El plan para el corto plazo incluía la IV y V CN, el desarrollo del prototipo CAREM de 32MW y la conversión de la CNA II a uranio levemente enriquecido (IAEA, 2018).

El plan original era que la IVCN fuera de tecnología CANDU, denominado el Proyecto Nacional, por ser un desarrollo sobre la tecnología usada en Embalse, que tanto Argentina y China tienen los derechos de diseño. La V CN finalmente sería con reactor de agua liviana presurizada, sobre la base del Hualong-I, el diseño Chino derivado de la tecnología AP1000 de Westinghouse de Estados Unidos y con mejoras de seguridad de los reactores francesas EPR luego del accidente de Fukushima.

En una segunda etapa y dependiendo el escenario, considera introducir de 2 a 3 CN con 4 reactores modulares CAREM de 120 MW cada uno, por un total de 1.440 MW. Más adelante también preveía otra central nuclear, alternativamente con dos HPR1000 (China) o reactores VVER1200 (Rusia), y más adelante en el tiempo entre 2 y 3 CN con dos reactores de agua liviana presurizada cada una, sin especificar proveedor o tecnología.

Los supuestos de los escenarios estimaban que la penetración de la energía nuclear alcanzaría en 2050 entre 18,2% a 23,8% de la generación eléctrica, dependiendo el escenario. Este asume el cumplimiento de la Ley 27.191 de Energía Renovable, hasta el 20% de acuerdo con la Ley, el mantenimiento de la proporción de energía hidroeléctrica en los niveles actuales y un crecimiento de la potencia térmica de entre 10 GW a 12 GW dependiendo el escenario.

En cuanto a la potencia nuclear, la misma alcanza en el escenario de mayor penetración 14 GW y de menor penetración 11,3 GW, al considerar un retraso del plan original y que una CN CAREM120 con 4 reactores no se realiza, como tampoco una última CN PWR genérica con dos reactores.

El escenario asume que Argentina desarrollará a partir de la transferencia de tecnología de China y el desarrollo propio la capacidad de enriquecimiento de uranio hasta 4,5%, a ser utilizado tanto en los CAREM como el Hualong-1 o los reactores genéricos. No así el uranio enriquecido a 4,8%, necesario para las centrales de origen ruso.

En la negociación con China se destaca la predisposición a realizar la transferencia de tecnología antes mencionada. No así con Rusia, que tiene una política sectorial de vender energía eléctrica pero no tecnología. Es decir, Rusia provee la construcción, mantenimiento, provisión de combustible y retiro de éste al final de su vida útil.

En 2007 se creó el Programa Nacional de Obras hidroeléctricas, habilitando a firmar PPAs a 15 años en dólares o en las condiciones que garantice el repago del financiamiento. Previamente se había acordado con Paraguay la terminación de Yaciretá a su cota de diseño, incrementando la potencia 730 MW, que se alcanzó en 2011. El plan inicial fue relanzar las represas binacionales planificadas en la década de los 70s, que incluía Corpus Christi con Paraguay y Garabí y Panambí con Brasil. Pero no se pudo avanzar más allá de algunos estudios generales. En una etapa posterior se buscó poner en valor el inventario de represas nacionales. Dependiendo el estudio utilizado, existe un total de 75 proyectos por una potencia de 22.791 MW. Las estimaciones que consideran el grado de factibilidad para avanzar la ubican entre 5.145 MW a 10.984 MW. (Academia Nacional de Ingeniería, 2016; Lara & Bergman, 2006).

Una primera selección de proyectos fue incluida en 2011 y consideraba 2.862 MW entre los aprovechamientos del Río Santa Cruz, las represas los Blancos I y II en Mendoza, Chihuidos I en Neuquén y Punta Negra en San Juan. De este inventario, se avanzó solamente con las represas del Río Santa Cruz y Chihuidos, pero ambas licitaciones fracasaron por falta de financiamiento. Solo la represa de San Juan se construyó al no depender de financiamiento externo. El resto de los proyectos quedaron en la estantería para una próxima etapa.

Por último, en 2006 se sancionó la Ley 26.190 de fomento a las energías renovables con el objetivo de alcanzar el 8% de la matriz en 2016. En base a esta ley en 2007 se realizó la licitación GENREN, y si bien se adjudicaron 956 MW de potencia, solo se llegó a construir 151 MW (MPF, 2019). Los precios en ese entonces reflejaban la estancia incipiente de estas tecnologías, especialmente la solar, pero que igualmente tuvieron un impulso importante en el mundo frente a los altos precios de los combustibles fósiles y la decisión de Alemania de desmantelar las centrales nucleares y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Aun así, y habiendo autorizado a firmar los PPAs que tuvieron éxito con la construcción pública y privada de centrales térmicas, los proyectos no se realizaron por falta de financiamiento. Especialmente cuando se dio la crisis financiera de 2008.

Ante el fracaso de las medidas adoptadas, no sin un componente relevante de indeterminación y camino errante, se terminaron priorizando acuerdos de importación siendo marginal el impacto de la oferta local, no solo de hidrocarburos. La decisión de abandonar cualquier intento de aumentar la oferta y depender exclusivamente en mayores importaciones, especialmente después de 2010, era parte de las alternativas en discusión.

Si se observan las medidas adoptadas después de 2012, la similitud con el periodo 2006 a 2011 es evidente. El Plan Gas original fue reemplazado por un nuevo Plan Gas, pero esta vez con un precio fijo de 7,5 u\$s/mmbtu para toda la producción incremental, que la nueva administración que asumió en 2016 continuó, pero acotado solamente a la producción no convencional en una escala descendiente. La expansión de la generación térmica se realizó con los mismos contratos anteriores, pero a través de licitaciones que, aun ofreciendo mayor plazo, los precios no se diferencian de los obtenidos en el periodo anterior (Bondorevsky, 2017).

Las represas del Río Santa Cruz y Chihuidos I fueron relicitadas. La primera obtuvo el financiamiento a cambio de una garantía explícita del Estado Nacional y no solo el PPA. Inició su construcción en 2015. La otra no tuvo orden de inicio luego de las sanciones internacionales a Rusia. En energía renovable la Ley 27.191 reemplazó a la Ley 26.190 y las licitaciones realizadas bajo la nueva Ley contemplaron la garantía del Banco Mundial o del Estado Nacional a través del Fondo Nacional para el Desarrollo de Energía Renovable (Foder). Se siguieron negociando las condiciones de contratación de las centrales nucleares, pero ahora solo para lo que entonces era la V CN, sin llegar a un acuerdo.

Qué funcionó y que no

El intento de poner en valor no sólo los grandes proyectos de infraestructura hidroeléctrica o nuclear, sino de expandir las fuentes alternativas - como la energía renovable - careció de financiamiento para avanzar con su implementación. El Estado, al igual que los privados, se concentró en las tecnologías de bajo costo de capital por unidad y rápido despliegue, aun si la perspectiva de contar con gas natural era limitada. En el extremo, terminó contratando unidades de emergencia que el bajo ritmo de inversión nunca pudo desplazar.

Los esquemas de energía vieja y nueva terminaron siendo inefectivos. En el mejor de los casos entregaron energía a un costo mayor que si se hubiese planificado para revertir la escasez y unificar los mercados, como se hizo con petróleo. Sin embargo, las

reiteradas decepciones en términos de aumentar la oferta hicieron más rígidos los esquemas.

Esto por varias razones. En primer lugar, existe un problema de previsión a futuro. Los contratos a término tienen un plazo menor a la vida útil de la inversión, pero luego de su repago se revierte a la remuneración de la energía vieja que solo recupera costos. La amortización de la inversión debe hacerse cuando el Estado garantiza el repago. Toda la inversión en el sector eléctrico desde 2008 se hizo bajo este esquema y se ha visto que influyo para el petróleo y gas.

Las condiciones de financiamiento son un segundo determinante de la modalidad adoptada que sigue prevaleciendo hoy. El mercado local es muy acotado y la mayoría del financiamiento se obtiene del exterior en dólares, que termina definiendo la moneda del PPA. A su vez, existe un plazo límite al cual se obtiene el financiamiento. La extensión del PPA más allá de ese plazo no reduce el precio ofertado, pues no permitiría repagar el préstamo. Esto explica también porque fue tan difícil obtener financiamiento para los grandes proyectos estatales cuando el resto de los PPAs sí funcionó.

Los programas plus, especialmente de gas y electricidad, pero también el resto, tuvieron un efecto inicial positivo, pero como la demanda incremental fue marginal y la proporción de la energía vieja siguió siendo subsidiada, nunca termino de desarrollarse ese segmento libre. En el extremo, el Estado o bien lo eliminó permitiendo que todos compren a CAMMESA al mismo precio, o garantizó el abastecimiento de gas en invierno a precio subsidiado trasladado a la demanda prioritaria y en el resto del mercado promovió el corte de gas a usinas e industria, o garantizó la provisión de combustibles alternativos líquidos.

Los esquemas de energía vieja y energía nueva fueron ideados para evitar una ganancia inesperada cuando el costo de la energía nueva es superior a la vieja. Pero para que funcione tiene que haber una previsión de qué precio pagará la demanda, sea con tarifa o subsidio. Es decir, estos esquemas tienen impacto si la proporción de energía vieja es decreciente, o como se dijo, es bajo el riesgo de que la nueva energía vuelva a ser remunerada en el futuro al precio de la vieja. (Kahn, 1960; MacAvoy & Pindyck, 1973)

Esto fue justamente lo que sucedió con los incentivos de precio de los planes gas que reemplazaron al plus. Por diseño, se consideró una curva de declino teórica que a medida que pasaba el tiempo mejoraba el precio promedio cobrado a través de la garantía del Estado a toda la oferta incremental, aun si no había previsión de mantener la política a largo plazo.

Por último, está la función de la demanda que financia la reposición del capital. El precio tiene implícito el costo de reposición del capital y este ingreso es utilizado como financiamiento interno de las nuevas inversiones. Si por alguna razón, el precio no reconoce este componente, es irrelevante si el bien a reemplazar se encuentra contablemente amortizado o no. La variable relevante es si se requiere ampliar la capacidad, sea de potencia eléctrica o de reservas de hidrocarburos.

Al exigir que todo el financiamiento sea externo -porque la energía vieja solo remunera costos en efectivo- la capacidad de inversión se ve seriamente disminuida o limitada por el financiamiento disponible. Esta función de precio, del componente que permite reponer o ampliar la capacidad productiva, faltó en el caso de la energía vieja y fue reemplazado en todos los casos por una garantía explícita del Estado. El resultado fueron inversiones cuando está asegurado el recupero total de la nueva inversión en el plazo de los esquemas de precio fijo.

Planear para el futuro

La centralidad de los escenarios frente a la incertidumbre

Que los combustibles fósiles son un recurso no renovable y por lo tanto destinado a su agotamiento no existen dudas. ¿O sí? Desde la era del carbón y la revolución industrial existe una genuina preocupación de predecir si y cuándo podría escasear la fuente de energía que permitió la sociedad moderna. Si la falta de combustibles fuera inminente, es necesario establecer una política de conservación o en términos generales, replantear un patrón de crecimiento sostenido en un recurso finito y que por lo tanto no es sustentable (Jevons, 1866).

Ninguna idea capturó mejor la ansiedad de los límites de la oferta energética que la teoría del pico de producción de petróleo de M. King Hubbert, explicitada en 1956 para Estados Unidos y ampliada en 1962 para el mundo. Hubbert, un geólogo de la propia industria que trabajaba en Shell, pronosticó que el pico de producción en los 48 estados meridionales de Estados Unidos se alcanzaría entre 1965 y 1970 -lo que sucedió en 1970- y a nivel mundial en el año 2000 -que si bien no se dio exactamente como predijo, los incrementos de la producción convencional fueron muy limitados desde entonces. La era de los combustibles fósiles sería muy limitada, a lo máximo le restaban quince años para los Estados Unidos y 30 años a nivel global.

La búsqueda de alternativas resultaba imperiosa. La única opción viable era la energía nuclear, que además resultaba en una fuente inagotable de recurso a bajo costo, de acuerdo a las expectativas de entonces. La otra opción, la extracción comercial de querógeno -la materia prima del petróleo y el gas-, aunque con una oferta ilimitada, no resultaba viable. (Hubbert, 1956, 1962)

Sobre la base de la idea anterior, en 1972 el libro “Límites al Crecimiento” retomaba el pesimismo tecnológico y concluía que el crecimiento exponencial de la población (y la economía) era incompatible con el agotamiento de los recursos (finitos), incluida la biosfera. Que no importa cuál fuera el o los nuevos recursos a encontrar, cualquier alternativa era insuficiente y era necesario modificar los patrones de consumo de la sociedad moderna si no se quería ingresar en una era de catástrofes económicas, ambientales y sociales.

En la energía, el determinismo pesimista de las proyecciones podía convertirse en optimismo si se consideraba el avance tecnológico en nuevas fuentes de energía. Este rol lo asumió un equipo de investigadores liderados por C. Marchetti, quien basándose en la teoría de la innovación productiva, mostraba cómo el ritmo de innovación permitió realizar dos transiciones energéticas. Si el petróleo reemplazó al carbón como fuente primaria de energía, y este antes a la madera, en el futuro la tecnología dominante sería la energía nuclear después de un breve interregno del gas natural hasta desarrollar la energía solar o la fusión nuclear. Las tecnologías del futuro no estarían limitadas por su condición no renovable. La evidencia empírica hasta 1970 mostraba una trayectoria idéntica con la proyectada, como si existiera un “reloj interno” del cambio tecnológico, que ni los precios, ni las preferencias de consumo podían modificar. (Grubler, 1991; C. Marchetti, 1977; Cesare Marchetti & Nakicenovic, 1979; Spinrad, 1979)⁴

La crisis del petróleo cambió todo. Las proyecciones basadas en la realidad tecnológica del momento fueron inútiles ante los cambios que significó la incertidumbre sobre la disponibilidad del petróleo y a qué precios. De repente, la seguridad energética y contar con recursos propios fueron más importantes que las ventajas del comercio internacional. El carbón, todavía abundante, dejó de reducir su participación en la matriz mundial y continúa hoy siendo la principal fuente de generación de energía

⁴ Para una revisión de los resultados de esta línea de investigación, ver Grubler (2012). Para una revisión crítica de las posibilidades de las proyecciones sobre energía en general, ver (Smil, 2000)

eléctrica. Los países instauraron planes de conservación de los recursos fósiles, incluyendo la prohibición de exportación en aquellos países que no abasteciera el mercado interno. El uso del gas se limitó para ciertas actividades, entre ellas la generación eléctrica, y la comercialización internacional dejó de crecer, aun cuando ya existía la tecnología de GNL. La energía nuclear tuvo un crecimiento exponencial, más acelerado que en las proyecciones más optimistas del momento. En esa época se sentaron las bases de investigación & desarrollo de fuentes alternativas de energía, que abarcó tanto la energía solar y eólica pero también la explotación comercial de los hidrocarburos no convencionales.

El fin de la era del petróleo se había adelantado. Las proyecciones dieron lugar a los escenarios, de manera de lidiar con trayectorias posibles en base a variables que ya no dependían solamente de los precios relativos de los distintos productos energéticos. Nuevamente fue Shell la que popularizó entre 1975 y 1980 la necesidad de contar con escenarios energéticos alternativos globales. En cualquiera de sus escenarios: “Un mundo de contradicciones” o “Un crecimiento reestructurado” la conclusión a largo plazo era inevitable, había que desarrollar nuevas fuentes de energía y también cambiar el patrón de consumo (Bénard, 1980; Jefferson & Voudouris, 2011; Ritchie, 1975).

¿Pero cuán realista era acelerar el cambio? Fue Nordhaus en el documento citado de 1973 quien desarrolló las herramientas e integró los conceptos para construir escenarios, incluidos los utilizados para analizar los efectos sobre el ambiente, que con errores, pero remarcables aciertos, fueron encuadrando las discusiones posteriores. En particular la relación entre los recursos de un país y los costos para su desarrollo, los límites a la seguridad del abastecimiento y, en la parte más especulativa, la necesidad de una tecnología última (*backstop technology* en inglés), que no depende de los recursos no renovables, para poder dilucidar las consecuencias hoy de las futuras transiciones energéticas. La premisa final de la política energética desde entonces fue desarrollar esta nueva tecnología para que los nuevos *shocks* energéticos no encontraran a los hacedores de política desprevenidos, como volvió a suceder en reiteradas oportunidades.

La necesidad de estos escenarios se potenció desde que se constató que el cambio climático es producto del hombre, de acuerdo a la evidencia científica recolectada por el Panel Intergubernamental para el Cambio Climático en su 5to informe de síntesis. La conclusión es que sin medidas de mitigación, y aun con adaptación, el calentamiento global producirá impactos globales e irreversibles hacia el final del siglo. El informe de síntesis de 2014 fue el sustento científico del posterior Acuerdo de París y el posterior informe de 2018 sobre el impacto de un calentamiento global igual o mayor a 1,5 °C, el cual analizamos más adelante. (IPCC, 2014, 2018)

La experiencia argentina

En Argentina los primeros escenarios energéticos fueron realizados en 2011 a partir de una iniciativa de la sociedad civil. El objetivo fue evaluar el futuro energético de la Argentina frente al escenario de escasez, invitando a una serie de entidades a participar de un ejercicio de simulación conjunta. Existieron tres versiones de los escenarios desarrollados por la Plataforma de Escenarios Energéticos. El primero realizado entre 2011 y 2012 con proyecciones a 2030 y el último en 2018 con proyecciones a 2040. (Plataforma Escenarios Energéticos 2012, 2015, 2018)

En las últimas dos ediciones se sumó la participación de la Secretaría de Energía, que ofreció las proyecciones de demanda para los ejercicios, y contó además con el apoyo de distintos organismos internacionales. Estas proyecciones fueron integradas en dos escenarios propios del gobierno, ambos a 2030, realizados en 2017 y 2019 (Ministerio de Energía y Minería 2017; Subsecretaría de Planeamiento Energético 2019). En este último año los integrantes de Plataforma de Escenarios Energéticos realizaron un

trabajo de discusión sobre la transición energética, pero sin una modelización adicional de escenarios. (Plataforma Escenarios Energéticos 2019).

La diversidad de participantes en el primer caso y la opinión oficial en el segundo constituyen importantes aportes a la discusión de la futura matriz de energía. Como es de esperar, cada participante realizó su propio escenario en función de la fuente de energía que considera más conveniente. Estos escenarios proyectan si es posible atender una demanda dada, pero con mínimas restricciones al conjunto de políticas que viabilizan el escenario: relaciones de conversión energética, ciertos supuestos sobre los costos de las tecnologías actuales y futuros, precios dados de los principales productos energéticos, como el gas o el petróleo, y un valor de la tonelada de carbón.

Los escenarios realizados por el gobierno también adoptan esta filosofía. En su última versión se incluyeron cuatro escenarios definidos como tendencial, eficiente, de mayor electrificación y de gasificación. Este último a partir de la industrialización del gas de Vaca Muerta. Por diseño, los escenarios realizados no tienen una probabilidad de ocurrencia, sino que están contruidos para que todos los agentes del sector los considere en su toma de decisiones. Sin embargo, cómo la función de decisión de los principales actores no está explicitada, no es posible dilucidar las condiciones que privilegiarían uno u otro escenario.

Algunos ejemplos. Las políticas de eficiencia permitirían reducir el consumo interno de 68,9 Mtep a 63,1 Mtep en 2030, ralentizando el crecimiento a 1,4% anual del 2,1% previsto en el escenario tendencial. Sin embargo, todos los consumos energéticos crecen por arriba de la media salvo los derivados del petróleo y el resto. En ningún escenario excepto el de electrificación se logra capturar el crecimiento en la participación del consumo de la electricidad, que es una tendencia de largo plazo. En cuanto a la conformación de la matriz eléctrica, se considera la VCN y cinco proyectos hidroeléctricos por 556 MW adicionales a los actualmente licitados. Si bien hay un análisis detallado de los distintos costos nivelados por tecnología, en todos los escenarios la participación renovable alcanza alrededor del 25% de la generación. La paradoja es que cuanto mayor es el consumo de electricidad mayores son las emisiones por MWh generado, al cerrar el modelo con el incremento de la generación térmica.

En todos los escenarios, incluso el eficiente, se despacha capacidad térmica con *fueloil* y *gasoil*, no pudiendo reducir su utilización a menos de la mitad de los valores de 2018, aun cuando se consideran excedentes de gas considerables. En hidrocarburos, el escenario es la existencia de amplios excedentes exportables, que en el caso del petróleo los dos escenarios considerados están asociados a distintos valores del *brent*. En el caso del gas natural, hay un análisis de los *netbacks* necesarios para la exportación de GNL, que solo en un escenario de precio alto internacional resultaría viable.

Sin embargo, los precios internos estimados son entre 2 a 3 u\$s/mmbtu, por debajo del precio histórico promedio del *Henry Hub*, que sería el competidor natural y el potencial *hub* para fijar precio del GNL más costo de regasificación. Si el precio real a sustituir es el pagado por Japón y los demás países de Asia, la competitividad del gas argentino está dado por el diferencial de precio en la licuefacción y el flete, aun si la coyuntura actual es un bajo precio *spot* que surge por la reventa del excedente contratado.

En ninguno de los trabajos anteriores se profundizó sobre el impacto en la actividad económica, en términos de empleo, componente nacional de las distintas tecnologías o en general, las contribuciones al desarrollo económico, más allá de la estimación de las inversiones requeridas o el saldo de la balanza comercial. Más allá de los comentarios anteriores, los resultados de la Plataforma de Escenarios Energéticos y los realizados por el gobierno constituyen el punto de partida para profundizar en el análisis de la matriz energética futura del país.

Como se dijo en la introducción, en este trabajo se busca profundizar el análisis del futuro de la matriz energética planteando explícitamente la incertidumbre existente, cuál es la interacción entre el comportamiento de la demanda y la oferta, prestando especial consideración a la integración del mercado de gas y electricidad. En este sentido, se consideran algunas de los principales dilemas de política. De particular importancia fue considerar la variable de desarrollo económico en la decisión de expansión de la matriz energética.

La metodología utilizada parte de considerar un escenario tendencial en base a las políticas actuales. Pero en vez de analizar escenarios alternativos alterando los supuestos utilizados del modelo, se realizó una simulación explicitando las principales variables de decisión y teniendo en cuenta la volatilidad histórica de algunas de ellas.

¿De la escasez a la abundancia?

La disponibilidad de recursos, tanto de hidrocarburos como renovables, es el punto inicial para analizar cómo puede evolucionar la matriz energética del futuro. La coyuntura actual del mercado de energía dicta que no existe una tecnología predominante, en el sentido que su precio y viabilidad ambiental ordene las preferencias de expansión de la oferta energética. Inclusive muchas tecnologías previstas en la actual transición energética y que serán utilizadas en los próximos 30 años se encuentran en etapa experimental o recién comenzando su despliegue. En este sentido, interesa más capturar ciertas tendencias centrales y la incertidumbre alrededor de las mismas.

La revolución del shale

En 2011 la EIA revolucionó el mundo de los hidrocarburos al publicar un informe sobre los recursos técnicamente recuperable de *shale oil & gas* a nivel mundial. Si bien existían reportes parciales anteriores y los resultados ya se veían en la producción, este fue el primero que sistematizó la información disponible. El mismo se actualizó en 2013 y en el caso de Argentina tuvo una revisión adicional en 2015. (EIA, 2013, 2015)

La inclusión del *shale* incrementaba los recursos mundiales de petróleo en un 11% y de gas en 48%. No obstante, Estados Unidos aumentaba la base de recursos en 35% y 38% respectivamente y pasaba a tener entre el 25% y 27% de los recursos mundiales. En la Argentina, las reservas de petróleo de 2.800 Mbbl se complementaban con recurso técnicamente recuperable de 27.000 Mbbl. Si bien no son reservas, un mínimo éxito permitiría más que duplicar las mismas. En gas la diferencia resulta igual de sorprendente. Los 339 Mm³ de reservas se complementaban con 22.710 Mm³ de recurso técnicamente recuperable.

De repente Argentina nada en un mar de recursos. En el informe de 2015, EIA afirmaba que el *shale* de Argentina tiene un potencial de primer nivel y es, posiblemente, la mejor prospectiva fuera de los Estados Unidos. Si bien los recursos técnicamente recuperables fueron restimados a la baja, en 19.700 Mbbl y 16.508 Mm³, los valores siguen siendo de una dimensión no pensada.

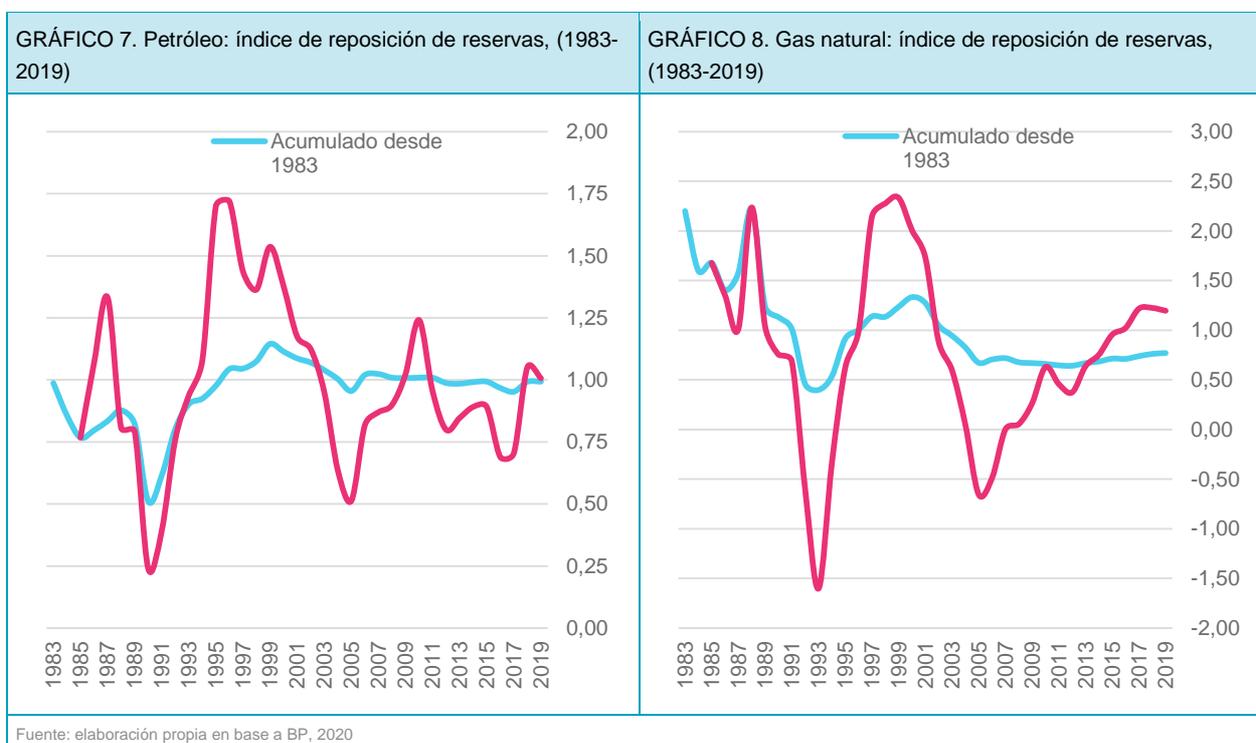
La Edad de Piedra no terminó por falta de piedras, y la era del petróleo terminará mucho antes de que el mundo se quede sin petróleo. Esta frase, atribuida erróneamente al ministro de petróleo de Arabia Saudita de 1973 resurge continuamente en el debate sobre las transiciones energéticas. En su concepción positiva, expresa la visión de avanzar en un nuevo patrón de oferta de energía sustentable. Pero también significa cierto escepticismo sobre el fin de la era de los combustibles fósiles como un recurso no renovable.

Esta última tesis es sostenida por Moris Adelman, entre otros, quien afirma que la disponibilidad de recurso (no renovable) no es una variable relevante y que la relación que importa es el costo de extracción de la unidad adicional en relación a su precio de

venta. Es decir, no importa la relación reservas producción que se vio en el inicio, que es irrelevante para predecir la producción futura. En todo caso, la variable relevante es el índice de reposición de reservas. (Adelman, 1990)

La evolución del indicador en Argentina para el petróleo se muestra en el **GRÁFICO 7** y para el gas natural en el **GRÁFICO 8**. En el caso del petróleo es más claro los ciclos de aumento y disminución de reservas. En particular, si se toma la media móvil de 5 años en rojo, se observa el efecto de los incentivos entre 2008 y 2010 cuando el IRR pasa de 0,9 a 1,25. Pero en cualquier caso el IRR acumulado se ubica en un valor superior a 1 desde 1983. Es decir, el total del petróleo extraído fue reemplazado.

El gráfico de gas es más difícil de interpretar. Existen dos periodos con reducciones de reservas por valores superiores al gas producido. Esto situación está asociada a recortes por razones económicas en las reservas declaradas, en el sentido de que no son consideradas económicamente viables por el productor. En el mismo sentido, la recuperación posterior a 1993 y 2005 parece deberse a la misma razón. En este caso, si uno toma la reposición de reservas acumulada desde 1983, estas se redujeron en un 23% y sucedió en el periodo entre 2000 y 2005. Aun si luego no se recuperó, las mismas se mantuvieron en el mismo valor.



La falta de actividad exploratoria en Argentina es continuamente señalada como su talón de Aquiles. Sin embargo, la recompensa en términos de descubrimientos desde 1980 en adelante ha sido sensiblemente menor en comparación al pasado, de tan solo un quinto de los descubrimientos anteriores. Los yacimientos descubiertos desde 1980 tuvieron en promedio 120 Mm³ de petróleo de reservas vs 600 Mm³ de los descubrimientos anteriores. Existe consenso que la adición de reservas en ese periodo, en las dos corrientes de pensamiento antes analizadas y entre los geólogos, se debió a la aplicación de nuevos desarrollos tecnológicos, mejora del factor de recuperación y optimización del manejo de reservorios en yacimientos ya descubiertos. (Barreiro, 2006; Cruz, 2005; IAPG, 2020)

La exploración y producción del *shale* se ajusta a la estrategia de las empresas que operan en la Argentina. Es decir, amplía las oportunidades del sector bajo una

modalidad que criticada o no, prioriza nuevamente las cuencas y áreas de mayor conocimiento y desarrollo de la infraestructura de superficie. Antes de su descubrimiento, la mayor expectativa estaba en el offshore, que se licitó en 2018 y tiene un periodo de maduración y riesgo mayor. Esta es una de las 19 cuencas de alto riesgo no exploradas hasta ahora en Argentina, que representa el 91% del territorio de las potenciales cuencas productivas.

La revolución de las renovables

La segunda revolución que vive el sector energético es la mejora de la competitividad de los recursos renovables. Argentina se encuentra en una inmejorable posición para aprovechar sus recursos eólicos, solares y de biomasa. Los proyectos en marcha muestran factores de uso muy por encima del promedio mundial, tanto de energía eólica como solar, que permitieron compensar costos de capital por arriba del promedio de la región para alcanzar precios relativamente competitivos a paridad de red. En total, se adjudicaron 5.225 MW en 195 proyectos (SSERyEE, 2019).

En el caso de las rondas Renovar, de los 147 proyectos adjudicados, 34 son eólicos y 41 solares, que a diferencia de los de biomasa, muestran los precios más económicos. El total de energía esperada del programa es 15 TWh por año. Igualmente, la estimación de recursos en Argentina y Chile, de los vientos del sur y la radiación solar del norte, ubican el potencial entre estos dos países en 176 GW de potencia eólica y 1.300 GW de potencia solar. Es decir, el avance actual resulta una mínima fracción del potencial del sector (IRENA, 2016).

Transiciones energéticas

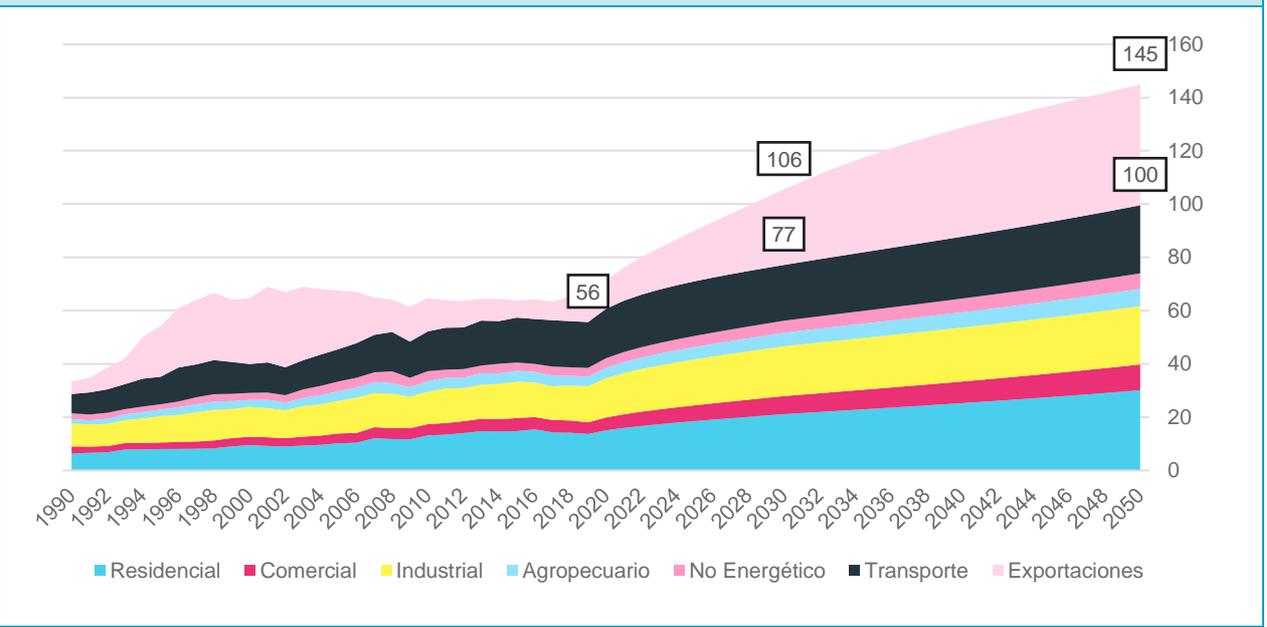
El consumo de energía

El punto de partida es siempre las necesidades de la demanda y los usos dados a la energía, teniendo en cuenta las posibles sustituciones entre los distintos energéticos para abastecerla. Al igual que lo sucedido en el mundo, eventualmente la demanda de energía llega a un punto en que se desacelera en relación con el crecimiento de la economía. Argentina todavía no entró en esa etapa, pero lo hará. Este hecho estilizado define las necesidades de energía a largo plazo y evita simplemente extrapolar el pasado.

El consumo interno de energía se estima alcance los 77 Mtep en 2030 y 100 Mtep en 2050, equivalente a una tasa anual acumulativa del 1,7%. Igualmente, hasta el 2030 el consumo interno crece al 2,4% anual y luego se ralentiza a 1,3% anual en promedio. Los sectores residenciales y comerciales crecen a una tasa superior, como puede observarse en el **GRÁFICO 9**. Transporte lo hace a la menor tasa mientras que los sectores productivos mantienen su participación en el total, definiendo el patrón de consumo hacia el futuro.

Si la demanda se desacelera en relación a la disponibilidad de recurso, vuelve a ser relevante analizar el potencial de las exportaciones energéticas. Un primer resultado de los escenarios es que este mercado puede significar un 45% más de demanda al 2050. Al igual que en el caso de la demanda interna, el mayor crecimiento se lograría hasta 2030 y la ralentización sería más significativa en las otras dos décadas, cuando los productos energéticos susceptibles de comercio internacional reducen su participación en la matriz internacional.

GRÁFICO 9. Consumo energético por sector en MTep (1990-2050)



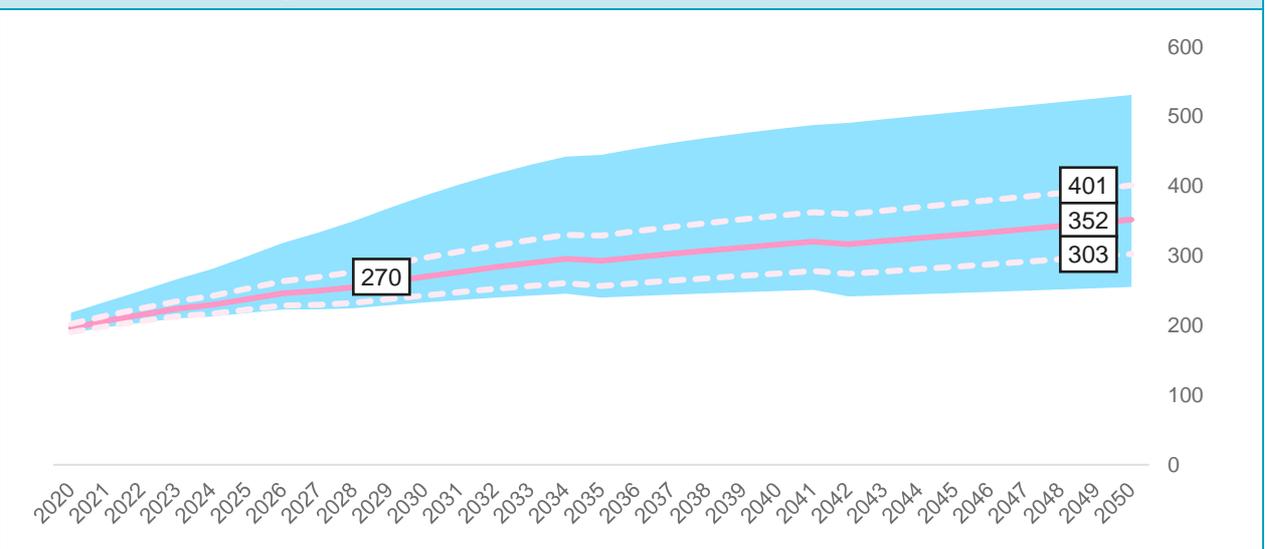
Fuente: elaboración propia

Las emisiones de gases de efecto invernadero

El **GRÁFICO 10** muestra la proyección de emisiones de gases de efecto invernadero para el rango de escenarios analizados. Esto considera solamente las emisiones del consumo interno. Como se explica más adelante, las emisiones del sector energético asociados al escenario central alcanzan 270 Mt CO₂ en 2030 y 352 Mt CO₂ en 2050, en comparación a 214 Mt CO₂ esperados para 2020.

La transición en la matriz eléctrica explica en gran parte el rango observado en el gráfico. En el caso de una alta penetración renovable, las emisiones pueden mantenerse en un mínimo de 250 Mt CO₂ pero aun con los cambios en la matriz eléctrica, el escenario más probable es un piso de 303 Mt CO₂

GRÁFICO 10. Emisiones de gases de efecto invernadero en Mt CO₂ (2020-2050)

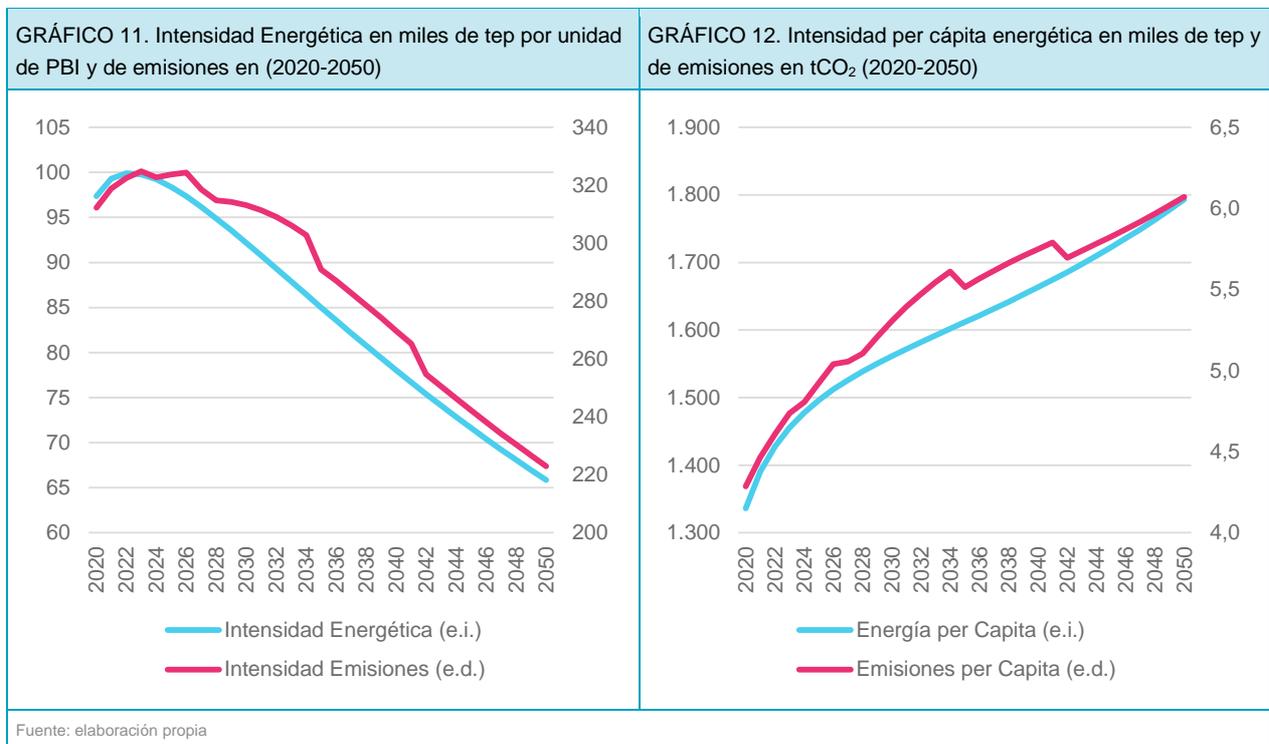


Fuente: elaboración propia.

Nota: Área azul corresponde al rango de resultados y línea punteada a ± un desvío estándar.

El principal determinante del crecimiento de las emisiones en términos absolutos es la mayor intensidad energética *per cápita*, aun si disminuye la intensidad energética en términos de la producción de bienes, como se muestra en el **GRÁFICO 11**. Es decir, el consumo de energía crece por arriba del crecimiento poblacional, pero por debajo del crecimiento de la actividad económica. Aun si en lo inmediato existiera un rápido crecimiento, a mediados de esta década comienza a disminuir, reduciéndose un 35% en el período. La reducción de las emisiones está desfasada unos años cuando la penetración renovable alcanza su máxima tasa de variación. No obstante, una vez que consigue una participación de mercado y los vectores energéticos mantienen tasas de crecimiento más o menos constantes, las emisiones disminuyen al mismo ritmo que la intensidad energética.

El efecto inverso se observa si se lo mide por habitante, como se observa en el **GRÁFICO 12**. Aun si la incorporación de fuentes no emisoras de GEI -las energías renovables incluyendo hidroeléctrica y la nuclear- reduce la intensidad de emisiones de forma global, el mayor crecimiento del consumo de todos los combustibles hasta el 2030 aumenta las emisiones *per cápita*, por arriba de lo que lo hace el consumo energético por habitante. A largo plazo la tasa de crecimiento de la intensidad de emisiones por habitante converge a la tasa de crecimiento del consumo energético *per cápita*, si no surgen nuevas tecnologías con menores emisiones por unidad de energía.



El escenario presentado -incluyendo la modelización de la incertidumbre- es insuficiente para reducir las emisiones de GEI vinculadas a la energía en los términos que requiere el Acuerdo de París, como se analiza en el *¡Error! No se encuentra el rigen de la referencia..* Como se explica ahí, esto requeriría modelar las decisiones estratégicas que debería tomar el país, de adopción de tecnologías y de políticas, a la hora de prever si el país se comprometerá a un recorrido de emisiones neutras a 2050. En el primer caso, estas tecnologías hoy no se encuentran desarrolladas de forma comercial y en muchos sentidos compiten entre sí. Por caso, la electrificación total de la demanda, el desarrollo de redes de hidrógeno para reemplazar el consumo de gas natural o la captura de dióxido de carbón. Por la misma razón, tampoco se modelo un precio del carbón más allá de las políticas públicas actuales de impuestos sobre el

carbón, que equivalen a 7 u\$s/tCO₂ aplicado a los combustibles líquidos, y abarca el 20% de las emisiones del país (World Bank, 2020b).

RECUADRO 2

Argentina, el Acuerdo de París y la construcción de escenarios energéticos

En 2015, 196 países y territorios, incluyendo Argentina, adoptaron el Acuerdo de París de forma vinculante. El objetivo es reducir el calentamiento global a menos de 2 °C por encima del nivel preindustrial y realizar los esfuerzos para limitar el incremento a 1,5 °C. El aporte a este objetivo es en base a responsabilidades comunes pero diferenciadas, clave para obtener el consentimiento de los países en desarrollo. Cada país presentó una contribución determinada a nivel nacional (NDC por sus siglas en inglés), revisable periódicamente, que refleje la mayor ambición posible para alcanzar las emisiones netas neutras a 2050. A su vez, los países desarrollados se comprometen a proporcionar recursos financieros, tecnológicos y asistencia a los países en desarrollo, pudiendo adoptar contribuciones determinadas condicionadas a la asistencia que obtengan.

Argentina presentó su primera contribución nacional indicativa en 2015, fue revisada en 2016 y se apresta a actualizar su propuesta antes de fin de este año como establece el acuerdo. En un comunicado de prensa, se anunció que la nueva meta será de 359 MtCO₂ a 2030. Esta es inferior a la meta anterior de emisiones GEI de 483 MtCO₂ y en los valores presentados cuatro años antes condicionado a recibir asistencia financiera internacional. La nueva meta supone reducir las emisiones 9,8% con respecto a 2005 (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2020).

Para tomar dimensión del esfuerzo necesario para cumplir el acuerdo, en 2018 el IPCC a instancias de la COP21 emitió un informe detallando posibles escenarios de mitigación compatibles con un calentamiento global de 1,5 °C. En todos los casos analizados las emisiones absolutas deben comenzar a reducirse antes del fin de la década. Para alcanzar emisiones neutras en 2050, se requiere en 2030 ya haber logrado una reducción de entre 40% y 58% de las emisiones comparado con 2010 (y de 25% en promedio para alcanzar los 2 °C). Los cambios necesarios son radicales. Como ser, siempre tomando 2030 y comparado al 2010, la demanda de energía global se debe reducir 12%. El consumo del carbón entre 60% al 80%; del petróleo 34% y en el gas natural el rango previsto puede ser entre una reducción del 26% a un aumento del 21%, de ahí su rol de combustible de transición. La penetración renovable en las matrices eléctricas debería alcanzar el 48% en 2030 y llegar al 70% en 2050. En todos los escenarios que no se adoptan medidas de forma inmediata, se requiere algún tipo de tecnología para remover dióxido de carbono, incluyendo cambios al uso de la tierra (IPCC, 2018).

De acuerdo al primer análisis sobre las contribuciones nacionales, la ambición y los compromisos asumidos fueron insuficientes para evitar el calentamiento global, no ya a 1,5 °C sino a 2 °C o más. El último informe sobre la brecha de emisiones en función de las NDC proyecta un calentamiento global de 3 °C y un excedente de entre 15 a 32 GtCO₂ para alcanzar los escenarios de mínimo costo compatibles con un calentamiento de entre 1,5 °C a 2 °C (UNEP, 2020).

Estos escenarios de mínimo costo están contruidos en base a cambios en las conductas del consumo de energía y alimentos, una transición acelerada en el sector energético en base a tecnologías que todavía no están disponibles en condiciones comerciales y la introducción de altos precios del carbón, entre otros. Es por esto que son denominados recorridos (*pathways*) y diferenciados de los posibles escenarios, pues tienen un objetivo distinto. Evaluar las herramientas disponibles y sus costos para trazar estrategias de largo plazo compatibles con emisiones neutras. Aún si recientemente distintos organismos y empresas han presentado escenarios compatibles con el Acuerdo de París, técnicamente no están basados en las políticas actuales o las tecnologías disponibles, y por lo tanto asumen el éxito de las nuevas tecnologías y que las políticas públicas serán efectivas para cambiar el comportamiento del consumidor. En razón de esto el presente trabajo no realiza un análisis compatible con la meta del Acuerdo de París. Posibles recorridos para la Argentina son analizados en Deloitte (2019) o Di Sbroiavacca et al. (2016).

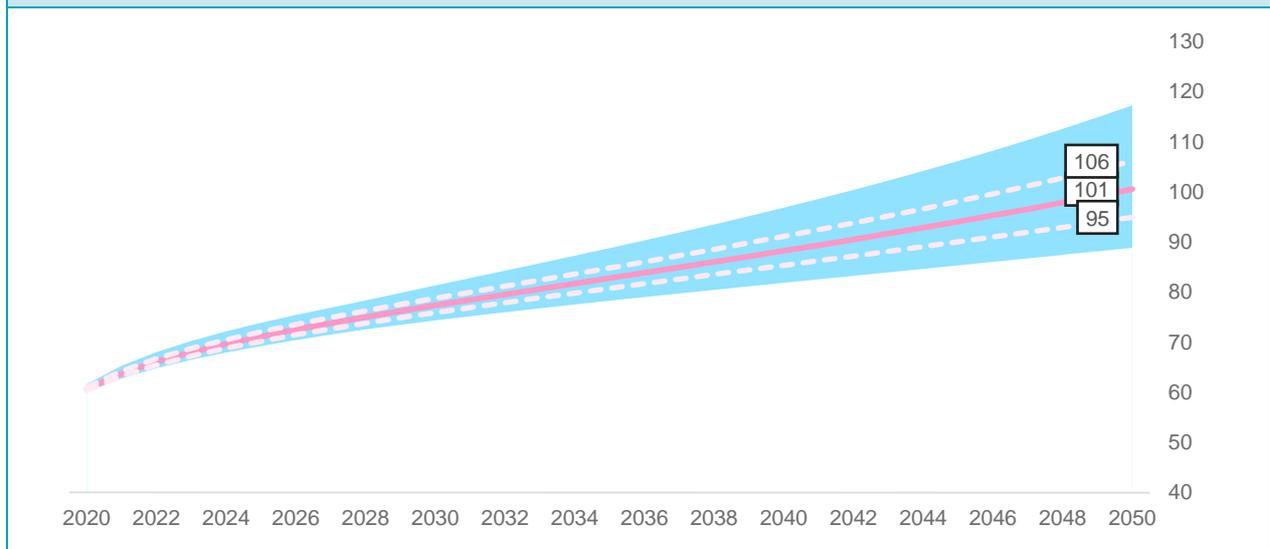
La demanda de energía y cambios en la matriz de consumo

Si el escenario de referencia considera una demanda interna de energía en 2050 de 100 Mtep, existe un alto nivel de incertidumbre, con un rango entre 88 y 117 Mtep. El área azul en el gráfico muestra todo el rango de resultados simulados mientras la línea magenta muestra el escenario central. Las líneas punteadas muestran los valores dentro de un desvío estándar.

El crecimiento hasta 2030 está impulsado principalmente por un mayor consumo eléctrico y la desaceleración posterior está explicado por un menor consumo de derivados de petróleo y gas natural. El resultado es una tasa anual acumulada en todo el periodo de 1,7%.

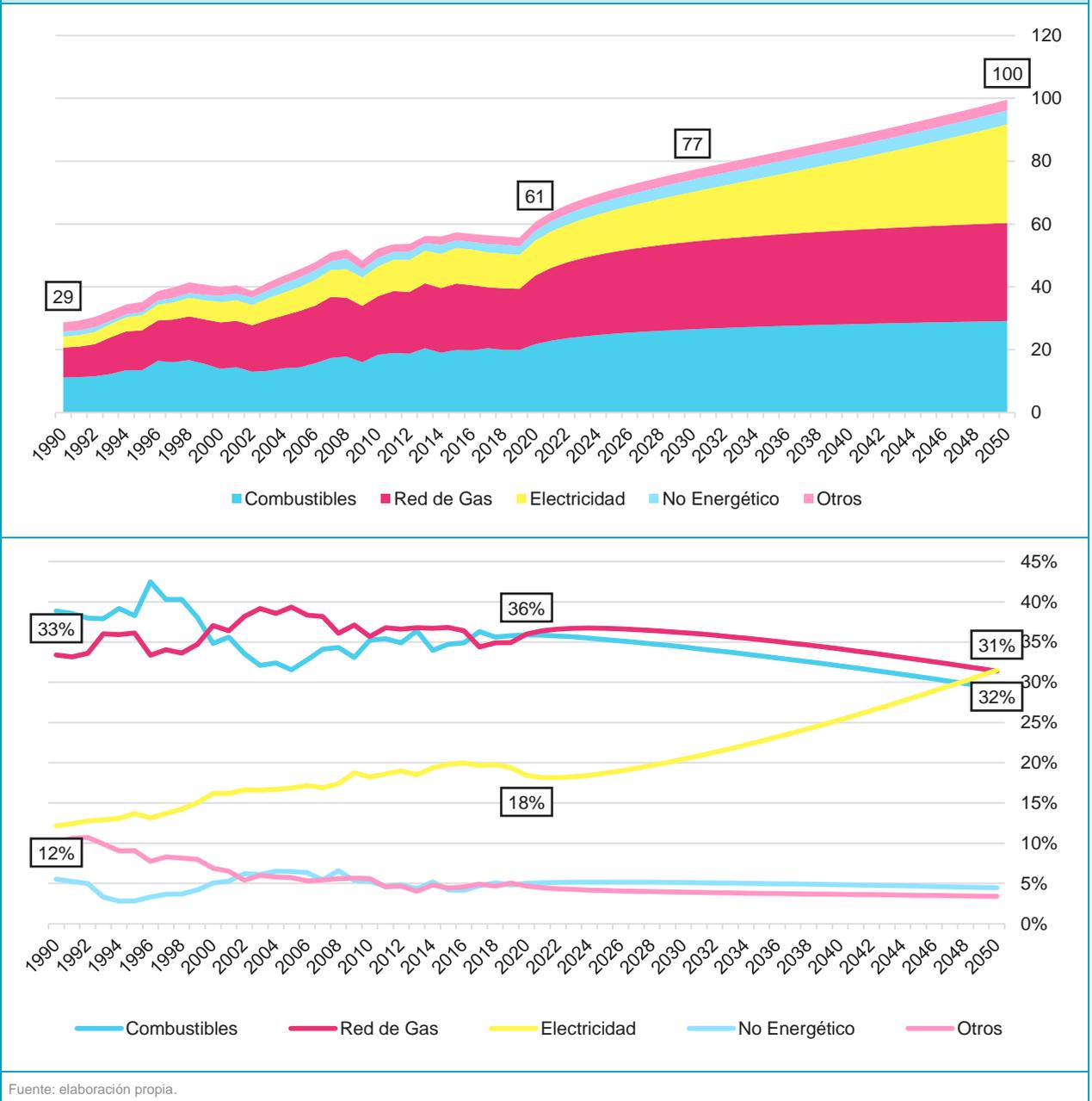
La electrificación del consumo es la tendencia principal, que se refuerza en los años proyectados. Como puede observarse en el **GRÁFICO 14**, la energía eléctrica alcanza el 32% de la demanda igualando el consumo de gas natural y de derivados de petróleo. Si entre 1990 y 2010 la participación aumentó 6 p.p. en la matriz, en los próximos 30 años se espera que la participación se incremente más del doble. La demanda de la producción no energética (para la industria) y otros reduce levemente su participación.

GRÁFICO 13. Escenarios de demanda interna de energía, en millones de tep (2020-2050)



Fuente: elaboración propia
 Nota: Área azul corresponde al rango de resultados y línea punteada a \pm un desvío estándar.

GRÁFICO 14. Escenario central de demanda interna de energía, en millones de tep y porcentaje del total (2020-2050)

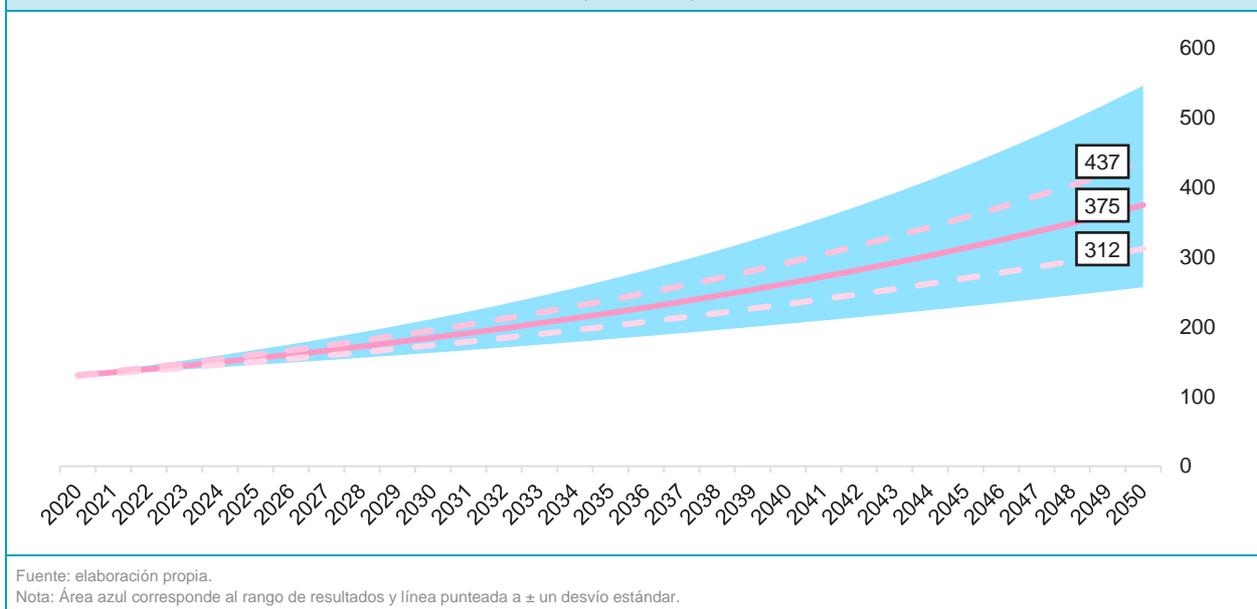


La oferta de energía eléctrica

Una de las consecuencias del escenario planteado es el bajo crecimiento del consumo directo de los combustibles fósiles, que aun si hasta 2030 se mantiene en valores históricos, desde entonces en adelante tienen una tasa anual de crecimiento más cercana al 0,5% anual. El crecimiento de la energía eléctrica se explica por el mayor consumo derivado del confort, pero tiene un efecto no menor la sustitución de los combustibles fósiles, primero en la propia producción de energía eléctrica. En el resto de los usos prima no tanto la electrificación del transporte, que por la necesidad de reemplazar el parque existente su influencia en el consumo se logrará ver recién después del 2050 y tendrá igual importancia la mejora de eficiencia del parque automotor a combustión interna y la hibridación de los motores.

En función de la incertidumbre sobre la sustitución de los otros usos de la energía, el rango esperado de consumo de energía eléctrica es amplio, como puede observarse en el **GRÁFICO 15**. El consumo promedio estimado para 2050 es 375 TWh de energía, si bien el escenario probable es que el consumo se ubique entre 312 y 437 TWh. Pero la incertidumbre es importante con un sesgo a un mayor consumo.

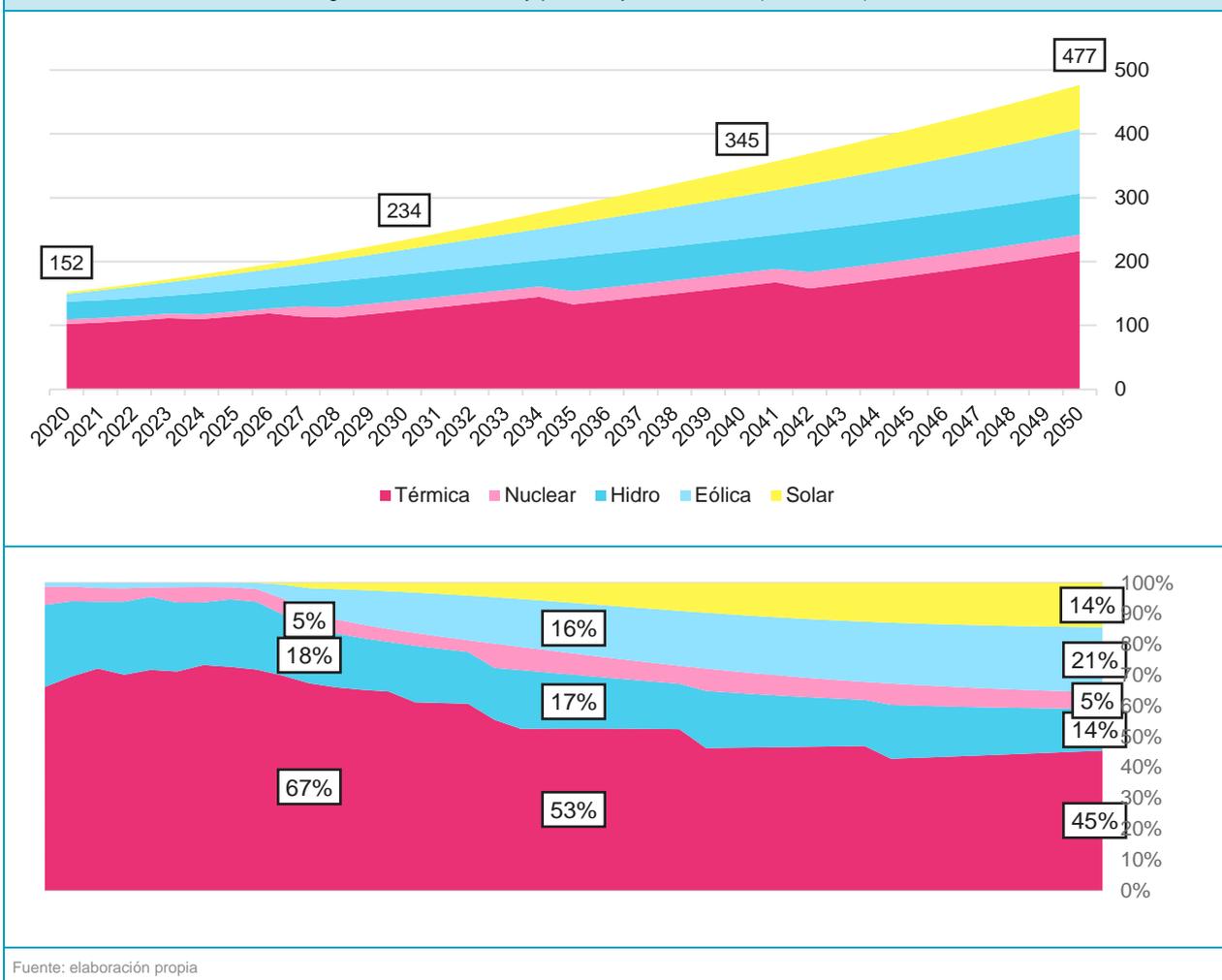
GRÁFICO 15. Escenarios de Generación eléctrica en TWh (2020-2050)



La posibilidad de un mayor comercio está reflejada en el siguiente gráfico. Si el consumo de electricidad alcanza a 375 Mtep, la producción es de 477 Mtep, reflejando la incorporación del comercio exterior, que se analiza posteriormente. El *Error!* No se encuentra el origen de la referencia. muestra la evolución de la producción de electricidad en el escenario central y la participación por tecnología. El crecimiento anual acumulado es 3,9% durante todo el periodo. La energía nuclear y nuevas renovables ganan participación a costa de la generación térmica e hidroeléctrica. La generación térmica disminuye del 67% actual a 53% en 2030 y al 45% en 2050. La generación hidroeléctrica disminuye su participación del 18% actual a 14% en 2050. El principal desplazamiento sucede en los próximos 10 años, cuando el crecimiento de la incorporación de energía renovable se realiza a tasas anuales de dos dígitos. Entre el 2040 y 2050 sigue creciendo su participación, pero a un ritmo menor.

La incorporación de proyectos hidroeléctricos es insuficiente para mantener la participación en la matriz, si bien mitigan su desplazamiento. En conjunto con la incorporación de energía nuclear, explican los saltos en la generación térmica, por ser esta la de mayor costo variable. Los proyectos nucleares considerados permiten que mantenga la participación del 5% actual en la matriz.

GRÁFICO 16. Producción de energía eléctrica en TWh y porcentaje de la matriz (2020-2050)



Más allá de este escenario central, el objetivo es mostrar las potenciales interacciones en base a la incertidumbre futura. El resto de las variables se procura mostrar la distribución completa de los resultados obtenidos. Como ser, la potencia máxima demandada aumenta en 2030 a 38 GW desde el récord actual de 26 GW y a 80 GW en promedio para 2050. En los próximos años el rango de resultados es acotado, en ± 3 GW. A largo plazo la potencia demandada dependerá del cambio en los hábitos de consumo que permitan distribuir mejor la curva de carga diaria. No obstante, si los futuros usos se superponen la potencia demanda puede crecer a 93 GW con picos de más de 100 GW, como puede observarse en el *Error! No se encuentra el origen de la referencia..* En el escenario central la participación de las nuevas tecnologías renovables alcanza el 25% en 2030 y el 35% en 2050, pero nuevamente con un alto grado de incertidumbre. En particular de la penetración renovable al 2050.

El rango de penetración renovable está expuesto en el **GRÁFICO 18**. Para 2030 depende de qué agresiva es su incorporación, pero está limitado por el corto espacio temporal. Valores superiores al 30% resultarían extraños. Igualmente, valores inferiores al 20%, el piso previsto en la Ley actual. Para 2050 la penetración renovable está limitada por la capacidad de la red, que los estudios actuales ubican en alrededor del 50%, pero más que nada de la relación entre el pico de demanda y el factor de uso de estas tecnologías. (NREL, 2012)

En Argentina la incertidumbre sobre la generación solar o eólica es baja en comparación a otros países. Por el tipo de recurso, existe estacionalidad a nivel anual y un mínimo de incertidumbre, pero acotada. La principal preocupación a futuro no es la intermitencia sino el potencial excedente y la necesidad de recortar la oferta por congestión aun si tiene prioridad de despacho. A niveles de penetración superiores al 30% cuando todo el parque renovable está generando sencillamente no hay demanda para absorber la generación. Hasta 2030 este problema es menor pues la generación en su conjunto desplaza generación térmica. Más allá de 2030 la energía renovable compete con la energía renovable. Sin una ampliación del mercado a través de la integración regional, que permite diversificar los patrones de generación y consumo, la congestión del renovable sobre el renovable limita el factor de uso de estas tecnologías y por lo tanto su posición comercial.

En el escenario central atender el consumo interno y las exportaciones netas requiere incorporar a razón de 2.300 MW de nueva potencia por año hasta el 2040 y, con las tecnologías actuales, 3.900 MW en adelante. Gran parte del diferencial entre los primeros 20 años y los últimos 10 se debe a la necesidad de respaldo de potencia del sistema, que no sería necesario en los próximos 20 años. Es decir, con las incorporaciones que se observa en el **GRÁFICO 19** existe una leve tendencia a requerir un respaldo mayor a medida que crece la penetración renovable. Por debajo de 30% de penetración, como se observa en la parte derecha, el respaldo máximo simulado es menos de 15 GW. A medida que aumenta la penetración el respaldo puede llegar a 25 GW. Igualmente existe un número significativo de casos con necesidades nulas de respaldo adicional.

El respaldo es maquinas a gas de ciclo abierto con un factor de uso de 10%. La falta de incorporación de respaldo en los primeros 20 años de la simulación no se debe a que no sea necesaria, sino que en ese periodo el crecimiento renovable se realiza contra el parque térmico actual, que provee el respaldo necesario.

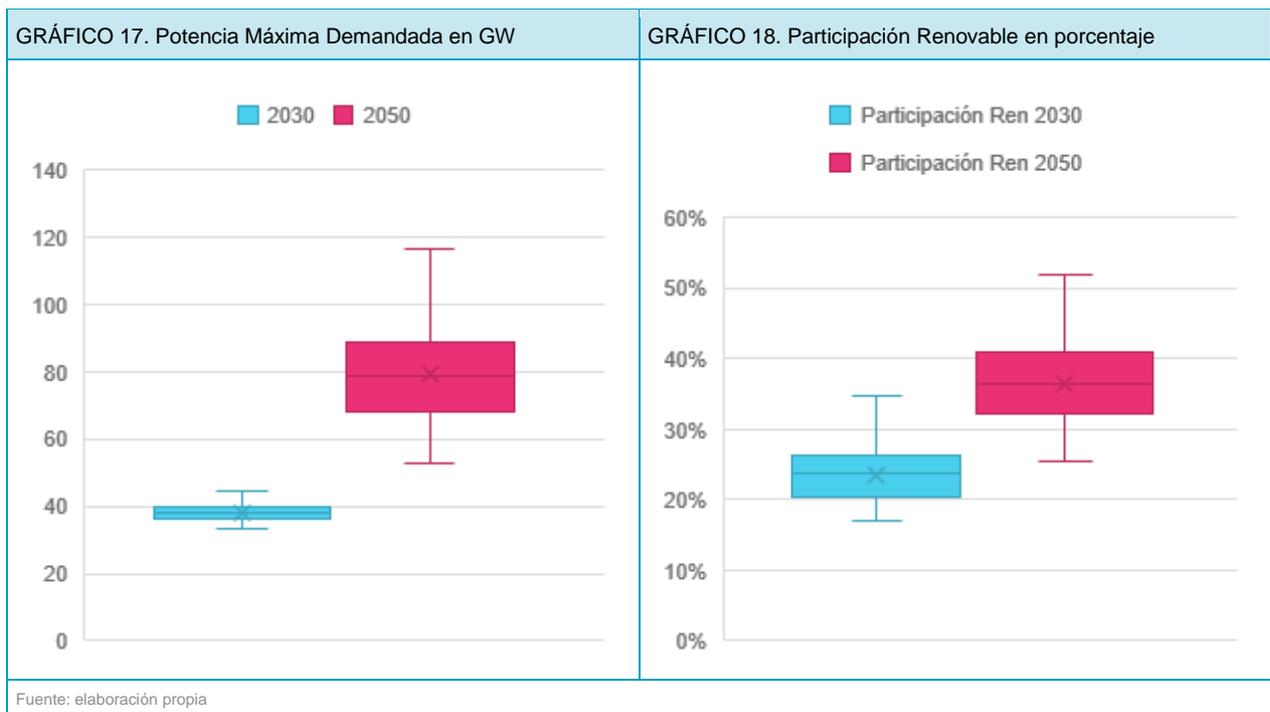
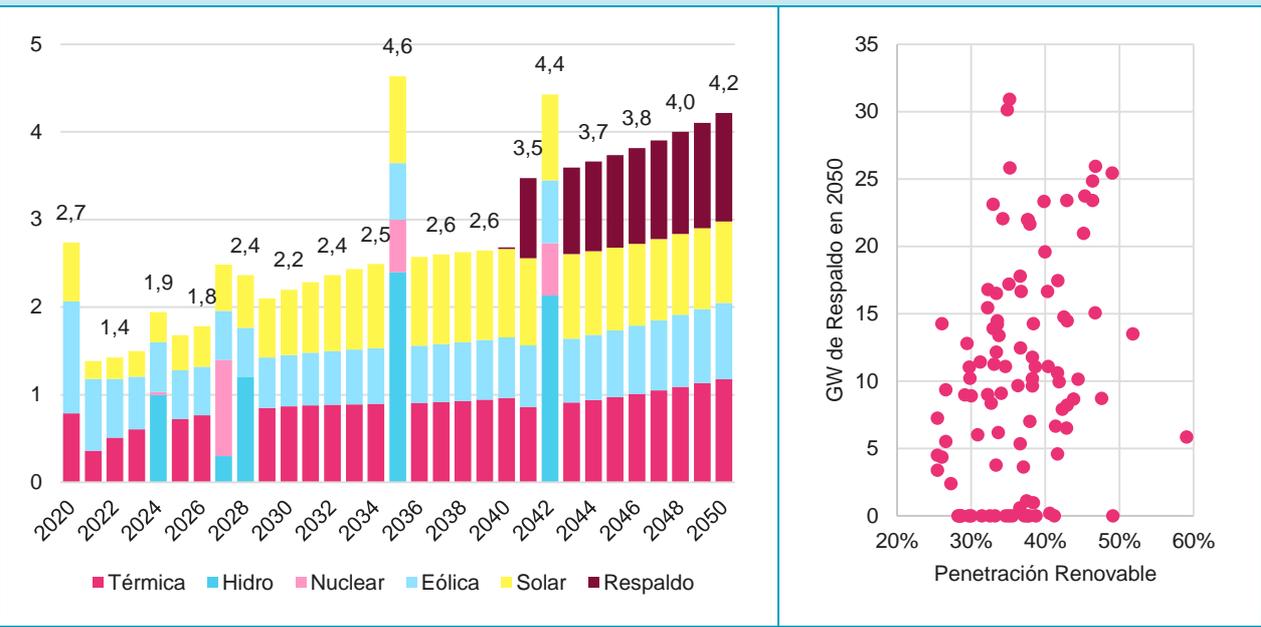


GRÁFICO 19. Incorporación de potencia en GW y necesidad de respaldo (2020-2050)



Fuente: elaboración propia

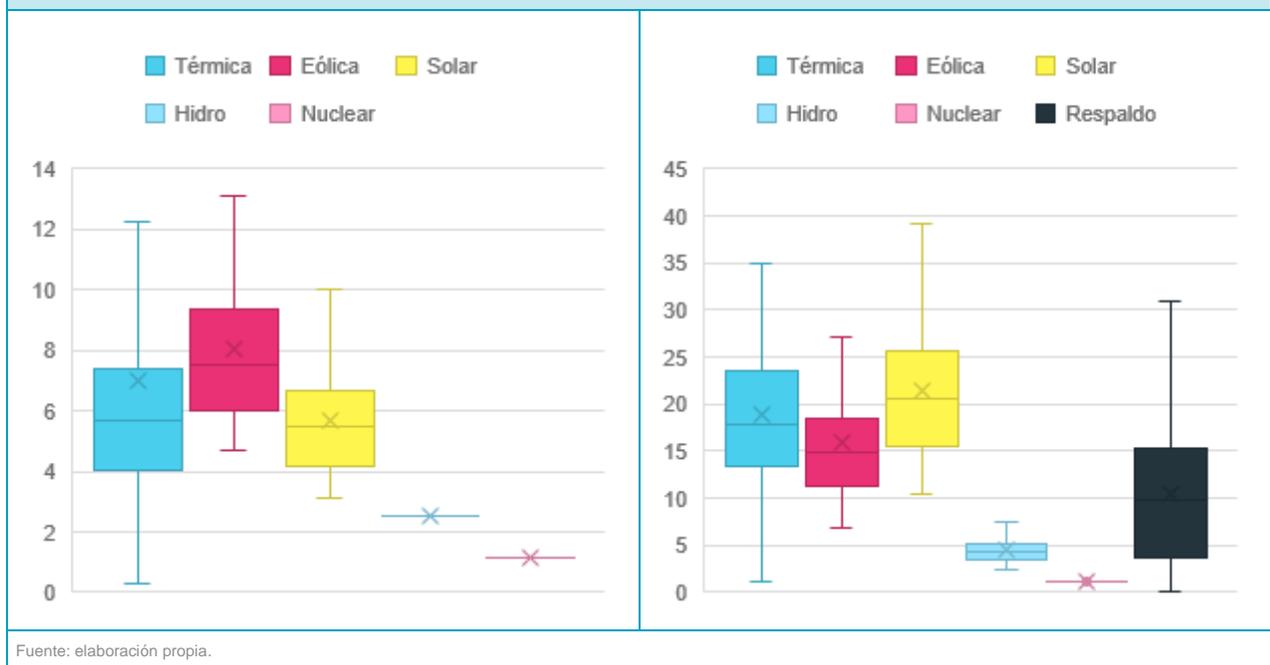
En todos los escenarios se consideró la misma incorporación de centrales nucleares y una muy baja dispersión de centrales hidroeléctricas. La incorporación nuclear en la próxima década considera la terminación del prototipo del CAREM y la construcción de la IV CN con tecnología uranio enriquecido. A futuro solo se prevé la incorporación de islas de generación del CAREM a su potencia de diseño, de 120 MW. Es decir, hasta 2050 se incorporarían 10 reactores CAREM por un total de 1.200 MW. La suma en todo el período es 2.330 MW.

La potencia hidroeléctrica se ve incrementada en 7.000 MW. Los primeros proyectos a ingresar son los actuales en construcción, a partir de 2024. Las represas del Río Santa Cruz y la ampliación de Yaciretá. Antes del fin de la década se agrega Chihuidos y los Blancos. Luego de 2030 se requeriría alrededor de 4,500 MW de potencia obtenido del inventario de proyectos, que es un valor central entre los considerados con factibilidad técnica, económica y ambiental.

La incorporación renovable y térmica depende de la evolución de la demanda, primeramente, y de las reglas de ampliación de la capacidad instalada. Sea si se hace con contratos PPAs como hasta ahora o bajo la modalidad comercial como en el MATER o el Energía Plus, Las tecnologías térmicas y renovables no tienen hoy un diferencial de precio considerable. Dependiendo el precio del gas natural en momentos puede ser una u otra más competitiva. Es más, con los avances actuales ninguna puede ser considerada una *backstop technology*, que sea preferible en términos económicos a las demás tecnologías, no importa el escenario de precios.

Esta incertidumbre está captada en el error! No se encuentra el origen de la referencia.. La expectativa es que la mayor incorporación de potencia hasta el 2030 sea eólica, seguida de generación térmica y en tercer lugar solar. Hasta el 2030 no hay necesidad de incorporar respaldo de punta. El rango de incorporación térmico, no obstante, es más amplio y está entre 4 GW a 7,5 GW. En el caso eólico existe un piso esperado de algo más de 4 GW con un rango probable de entre 6 GW a 9,3GW. Este rango en solar es menor. En las tecnologías renovables, si existe un sesgo, es al alza. No así en la térmica.

GRÁFICO 20. Incorporación de potencia en GW entre el 2020 y 2030 (izquierda) y entre el 2030 y el 2050 (derecha)

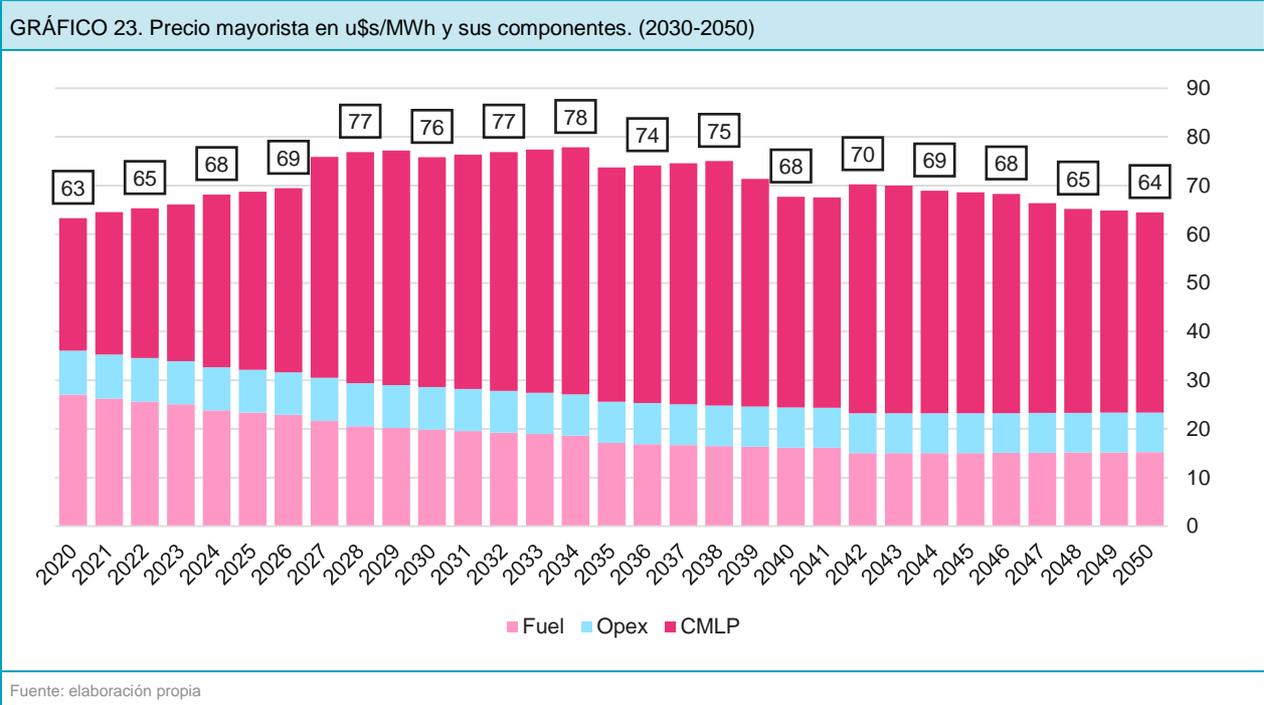
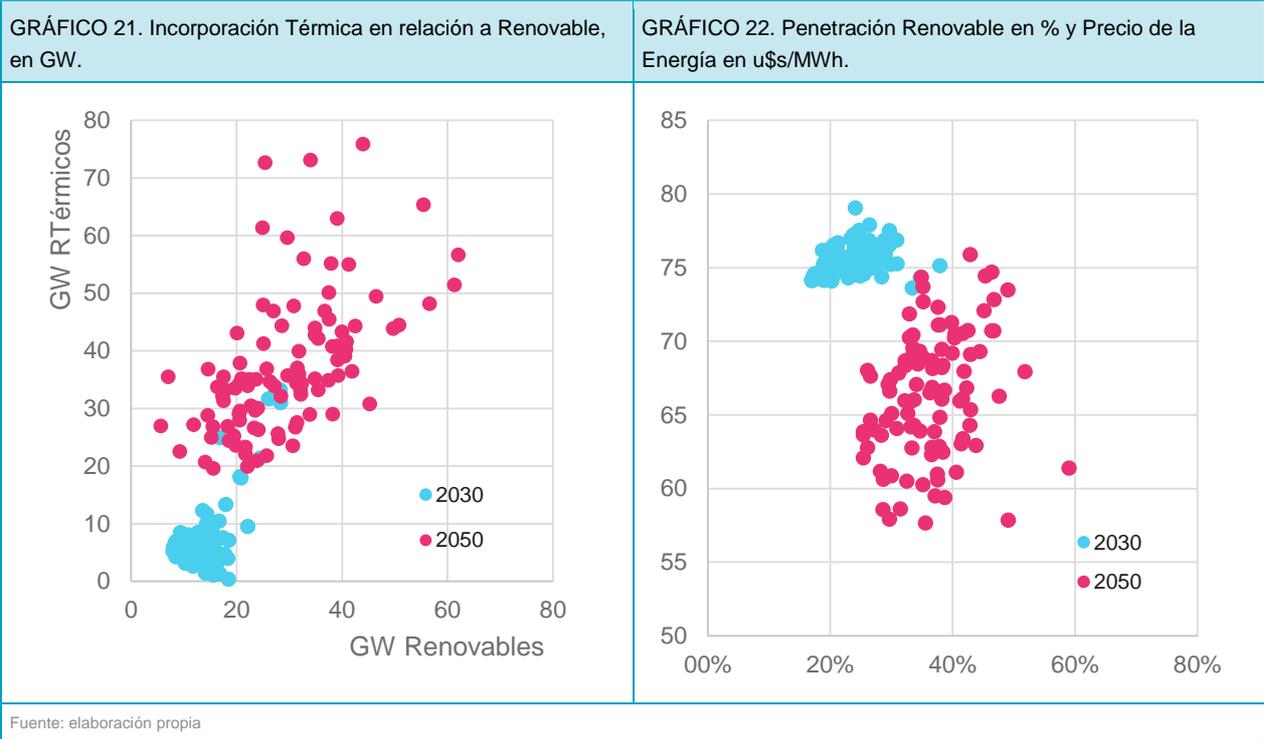


Fuente: elaboración propia.

Entre 2030 y 2050 la principal incorporación esperada es solar seguida de térmica y eólica. Esta mayor incorporación en términos absolutos responde al menor factor de uso. Además, la potencia de las centrales solares no se considera para las necesidades de atención del pico de demanda. El 100% de su potencia requiere una curva de respaldo con suficiente velocidad para reemplazar la energía a la puesta del sol, que solo la puede ofrecer la generación térmica de punta, las hidroeléctricas o las baterías. Si bien la energía hidroeléctrica y eólica también requiere un mínimo de respaldo, esta necesidad se reparte tanto para respaldar la demanda máxima como la merma de energía por el nivel de caudal de agua o de viento. Esta función se observa en los GW de respaldo necesarios para mantener un ratio entre potencia firme y potencia demandada de 1,2 veces.

Una forma alternativa de ver la interacción entre el ingreso térmico y renovable se muestra en el **GRÁFICO 21**. Hasta 2030 para cada escenario de incorporación renovable existe un ingreso térmico menos que proporcional. Pero a largo plazo el ingreso de potencia es en promedio en participaciones iguales. Es decir, por cada GW renovable ingresa uno o más GW térmicos. La variable fundamental es la demanda. Es por esto que se observa un crecimiento de ambas tecnologías y no una curva con pendiente negativa, que sería el caso si una tecnología reemplaza a la otra.

Igualmente, el nivel de penetración renovable no está asociado a un mayor precio de la energía, como puede observarse en el **GRÁFICO 22**. Hasta 2030, para un mismo nivel de renovables, los precios pueden estar entre u\$s 74 a u\$s 80 por MWh, con una media de u\$s 75. En el largo plazo el resultado muestra una dispersión importante y es producto del distinto nivel de ingreso de potencia. El precio medio alcanza u\$s 66 con una dispersión entre u\$s 58 y u\$s 76 pero que si se toma el intervalo central el valor se ubicaría entre u\$s 62 y u\$s 71 dólares.



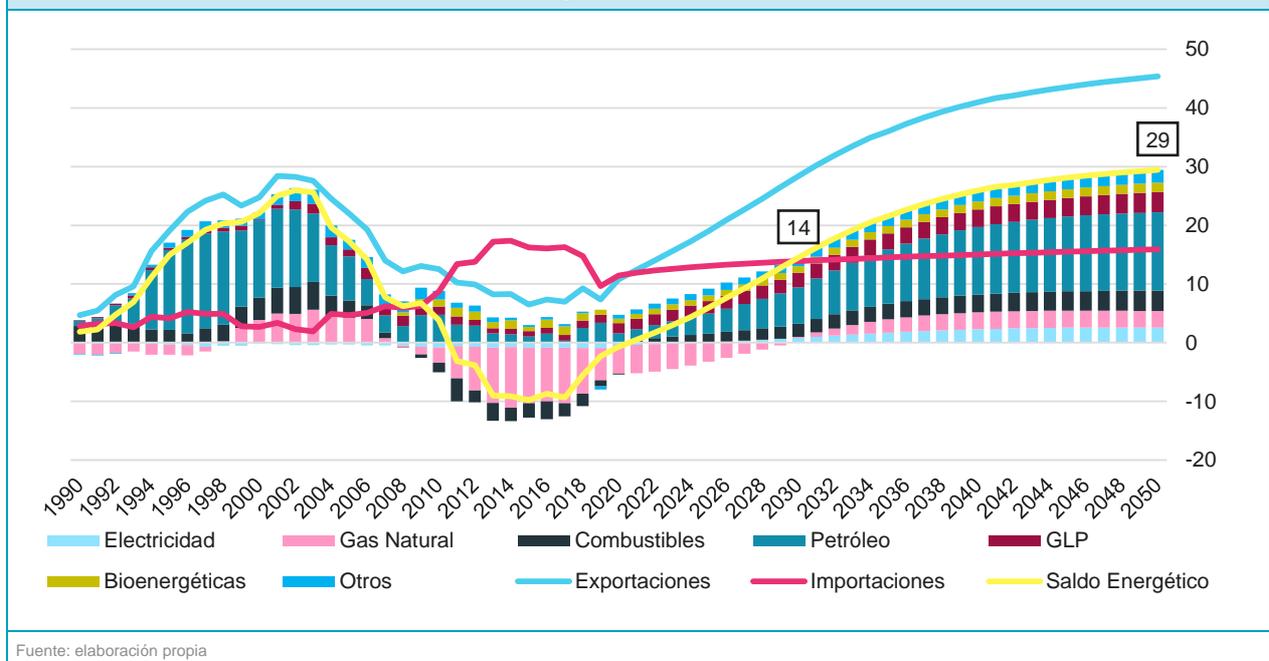
En un escenario de excedentes, el costo de hacer todo, ahora, tiene el mayor impacto en el precio entre 2027 y 2037, con un promedio que supera los 75 u\$s/MWh. El delta refleja en gran parte el costo incremental de los proyectos hidroeléctricos y nuclear, que son aquellos con mayor necesidad de capital y se traducen en PPAs más onerosos considerando los plazos acotados de financiamiento, de 20 a 25 años incluyendo el periodo de construcción. Con una menor ponderación en el ingreso de potencia en la

matriz en los últimos años, el precio revierte al valor actual, como puede observarse en el **GRÁFICO 23**.

Oferta energética y saldo comercial

La crisis de abastecimiento de mediados de la década fue consecuencia de la falta de oferta energética. El **GRÁFICO 24** muestra la proyección del saldo de la balanza energética en comparación a lo sucedido en los últimos 30 años. En el corto plazo la reversión del déficit actual se puede obtener por las exportaciones de petróleo y sus derivados y la reversión del déficit de gas natural. Al mantenerse las importaciones de gas y energía eléctrica, existe un saldo neto exportable de este último en la próxima década. En 2030 el superávit alcanza 14 Mtep, y 29 Mtep en 2050. Como comparación, el máximo superávit fue en 2002 con 26 Mtep en medio de la crisis de la convertibilidad. Este resultado se logra a través del crecimiento de las exportaciones y las importaciones, si bien en todos los vectores energéticos se observaría un saldo positivo, atendiendo a la diversidad de las fuentes de energía disponibles.

GRÁFICO 24. Exportaciones, importaciones y saldo energético, abierto por componente, en millones de tep (1990-2050)

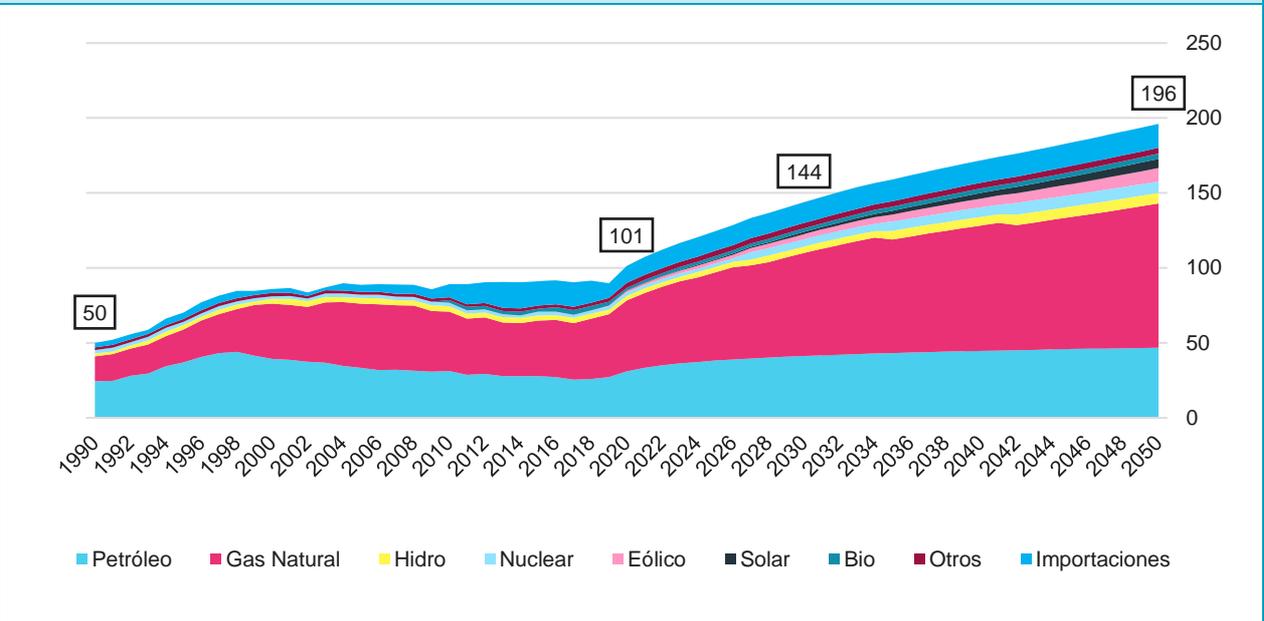


El abastecimiento interno y la obtención de un superávit de poco menos de 30 Mtep en 2050 se obtiene duplicando la oferta interna de energía, incluyendo importaciones por 16 Mtep en ese año. La producción de petróleo revierte el declino en la próxima década y luego reduce su crecimiento considerando la menor demanda esperada en los mercados internacionales. Igualmente, su participación en la matriz de oferta, como puede observarse en el **GRÁFICO 25**, disminuye todos los años hasta alcanzar el 26% de la oferta interna local. El gas natural en el escenario central alcanza una producción de 96 Mtep o algo más del doble de la actual, equivalente a 343 Mm3/d. La participación en la matriz se mantiene alrededor de 53%, al igual que en la actualidad, a pesar de la disminución de la participación del petróleo y el aumento de las fuentes renovables. Esto porque el incremento de las fuentes renovables en 13 p.p. de la matriz compensa la reducción del petróleo en 9 p.p. y las importaciones en 4 p.p.

El límite a la sustitución de combustibles fósiles está dado por el avance de la electrificación. Si, como se analizó, esta alcanza a un tercio del consumo y las fuentes no contaminantes -incluyendo nuclear- representan la mitad de la generación, todavía

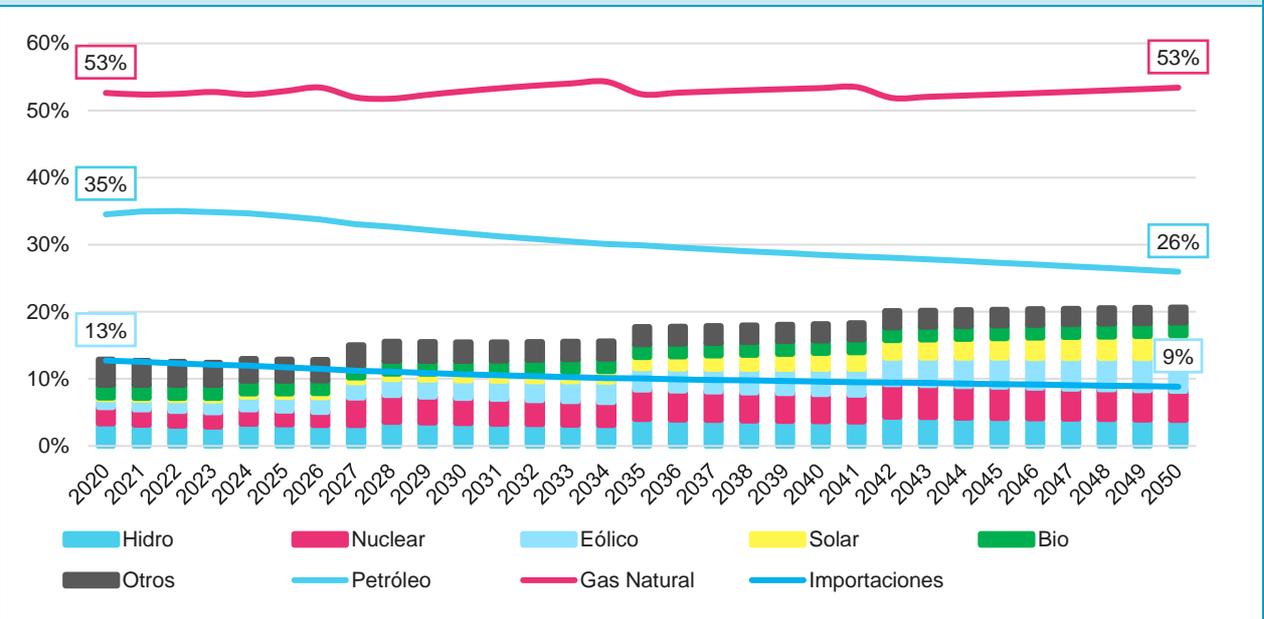
existe una cantidad de usos relevantes considerados *difíciles* de sustituir, como puede verse en el **GRÁFICO 26**.

GRÁFICO 25. Oferta energética interna en Mtep (1990-2050)



Fuente: elaboración propia

GRÁFICO 26. Participación en la matriz en porcentaje (2020-2050)



Fuente: elaboración propia

El potencial exportador de Argentina

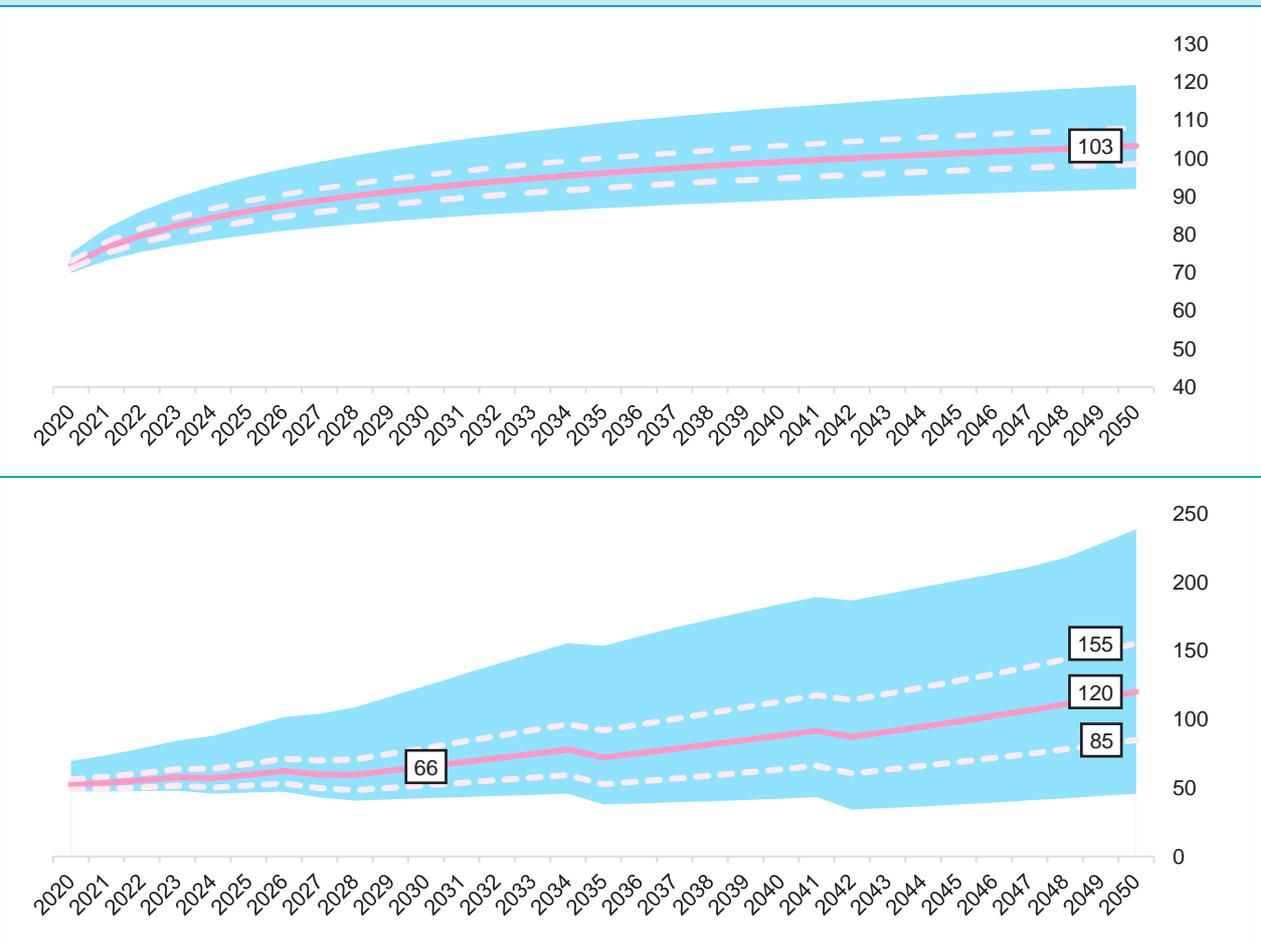
Condiciones para su realización

¿Qué condiciones son necesarias para que exista un salto exportador? Sin duda existe una incertidumbre importante sobre las oportunidades del mercado internacional. La ventana de comercio en petróleo es razonable esperar que se mantenga en la próxima década, pero que vaya disminuyendo a partir de que se intensifique las transiciones energéticas. El gas natural sigue siendo un combustible de transición de aquellos países que utilizan el carbón para la generación eléctrica, aun en un escenario de aceleración de los avances tecnológicos, especialmente en baterías e hidrogeno. Pero antes se requiere garantizar el abastecimiento del mercado interno.

Primero abastecer el mercado local

La demanda interna de gas natural está determinada por el consumo de gas de red y el consumo de usinas, que se muestra en el **GRÁFICO 27**. El primero alcanza en 2050 103 Mm3/d, con un muy acotado rango de variación. Su evolución está explicada más que nada por el crecimiento vegetativo del número de hogares. Los escenarios para el consumo de gas usina reflejan la incertidumbre analizada en el mercado eléctrico. En un escenario de alta penetración renovable y bajo crecimiento de la demanda, el consumo de gas usina podría mantenerse en los niveles actuales. El rango probable es que alcance 66 Mm3/d en 2030 y se ubique entre 85 Mm3/d y 155 Mm3/d con un sesgo al alza.

GRÁFICO 27. Consumo de gas natural de red (arriba) y usinas (abajo) en Mm3/d. (2020-2050)



Fuente: elaboración propia

La exportación como oportunidad

La incertidumbre sobre el potencial exportador está capturada en el **GRÁFICO 28** para el gas natural y en el **GRÁFICO 29** para el petróleo. En este último, descontando el consumo interno, la producción nacional podría exportar alrededor del 25% de la producción local. No obstante, aun si el sesgo es a una mayor cantidad de saldos exportables, la producción máxima está acotada. En gas natural, el rango potencial de producción se ubica entre 273 Mm³/d y 412 Mm³/d. En el primer caso las exportaciones netas serían nulas o incluso negativas. Si bien el escenario central es que exista un excedente exportable, el potencial de exportación es mucho más amplio, pudiendo duplicar la producción del escenario medio.

El Mercado de GNL, que sería el destino final de las exportaciones luego de considerar el mercado ampliado del Mercosur, sin duda está cambiando y el objetivo de Asia es tener un mercado *spot*. Esto porque la modalidad de contratos atados al petróleo en un mercado sobre ofertado tiende a ser más onerosa. Cuanto mínimo no considera el balance del propio mercado de gas, que en los países productores ya se ha desacoplado del valor equivalente por poder calorífico. Existen además fenómenos coyunturales como los máximos después del accidente de Fukushima y la moratoria japonesa sobre la energía nuclear, que requirió cambiar instantáneamente un tercio de su matriz de consumo eléctrico, o la depresión de precios actual por la caída de la demanda producto del Covid-19. Aun si existen tres países con potencial de posicionarse como proveedores más competitivos para abastecer Asia, como son Qatar, Indonesia y Australia, este último con proyectos más caros, pero evitando el costo de transporte, lo cierto que el precio real contra el que se compite sigue siendo el de los contratos atados al petróleo y la expectativa es que el precio se fije por el proveedor marginal, como es el *shale* de Estados Unidos. Este es el precio relevante para analizar la competitividad del *shale gas* de la Argentina.

Precios y financiamiento

El **GRÁFICO 30** muestra la proyección del precio del gas natural con el cual compite Argentina. El precio promedio esperado es 3,9 u\$/mmbtu con un rango de entre 2,1 y 5,7 u\$/mmbtu. Igualmente, la proyección captura la posibilidad de que en cualquier año el precio se ubique por arriba de los 10 u\$/mmbtu, como ha pasado históricamente. Este es el precio de referencia de largo plazo para tomar las decisiones de inversión en ampliación de la capacidad de exportación. Incidentalmente, el último AEO de la Agencia de Información de Energía de los Estados Unidos también tiene como caso de referencia un precio hasta 2050 inferior a 4 u\$/mmbtu, sin embargo creciente a partir de considerar un menor precio inicial.⁵ (EIA, 2019). En el caso del petróleo, del **GRÁFICO 31** el precio promedio proyectado es 71 u\$/bbl con un rango entre 47 y 98 u\$/bbl.

La pregunta relevante es qué necesidades de financiamiento externo se requiere, sea a través de atracción de capitales a la industria o financiamiento internacional en función de los precios prevaletentes en el mercado⁶. Asumiendo que el productor recibe los precios promedios y por lo tanto existe una rentabilidad positiva a lo largo del ciclo de vida de los desarrollos, para precios del petróleo por debajo de 60 u\$/bbl la generación de flujo de fondos interna es insuficiente para financiar la expansión de la producción de petróleo. El **GRÁFICO 32** muestra que a niveles de precios por debajo del valor mencionado se requiere financiar en promedio el 50% de las

⁵ Ver anexo para una derivación del precio esperado del petróleo y el gas natural. La curva con pendiente de los escenarios de EIA refleja la teoría de los combustibles fósiles no renovables o la regla de Hotelling, que afirman que el precio debe crecer a una tasa igual a la tasa de interés real de la economía. Si esto no fuera así, no hay incentivo a reponer reservas y si a maximizar la venta actual. Pero eso deprime el precio hoy restituyendo la pendiente positiva. Sin embargo la evidencia empírica contradice esta teoría. Ver (Moreno, Walsh, Hartley, & Schmidt, 1988)

⁶ Para una descripción de los modelos utilizados en la proyección de precios y los break-even de la producción nacional, ver el anexo.

inversiones del sector, y que en valores cercanos a 40 u\$s/bbl la generación sería insuficiente para financiar cualquier aumento de la producción.

Para las empresas de exploración & producción la generación de flujo de fondos depende tanto de la producción de petróleo como de gas. Aun si el segundo constituye una fracción del mercado de hidrocarburos, la interrelación entre ambos precios, que ya no tienen una vinculación directa como históricamente la tuvieron, define la generación de fondos de forma integral. En el **GRÁFICO 33** se observa una mayor dispersión de las necesidades de fondos externos, independientemente del precio del gas. Así, a precios inferiores a 4 u\$s/mmbtu se observan escenarios inferiores y superiores al 100% de financiamiento interno. Pero este resultado es porque existen excedentes financieros en la producción de petróleo. Resulta más realista considerar los escenarios que, por debajo de 4 u\$s/mmbtu, la industria requiere financiamiento externo por al menos la mitad de sus necesidades de inversión, que corresponde al recuadro en cian. Para precios por arriba de 4 u\$s/mmbtu la mayoría de los escenarios muestra la posibilidad de expandir la oferta a partir de la generación de flujos de fondos internos.

GRÁFICO 28. Producción de gas natural en Mm3/d (2020-2050)

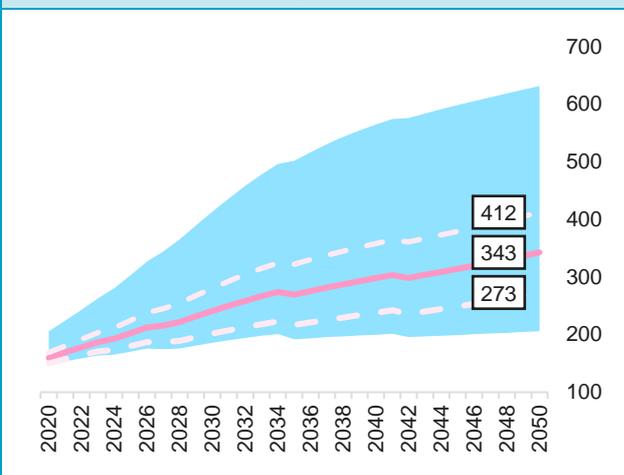
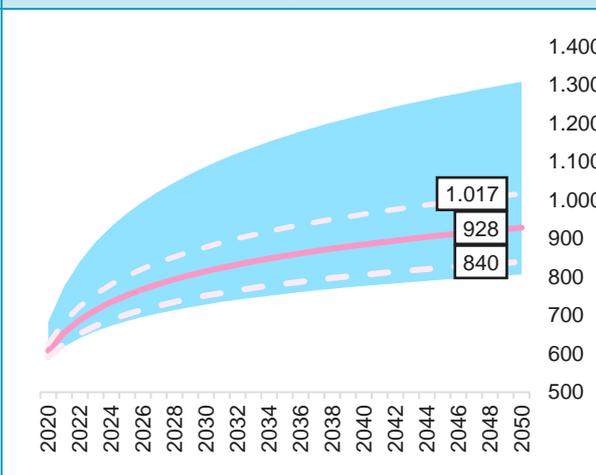


GRÁFICO 29. Producción de petróleo en kbb/d (2020-2050)



Fuente: elaboración propia

GRÁFICO 30. Precio del gas en u\$s/mmbtu (2020-2050)

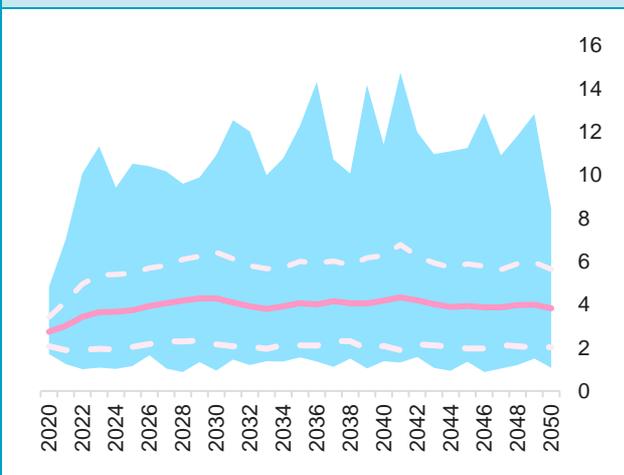
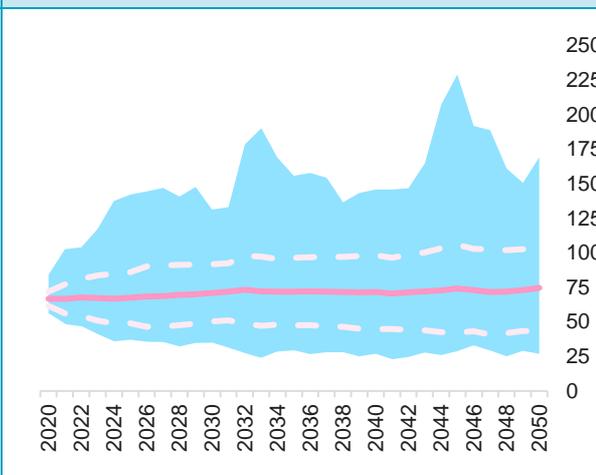
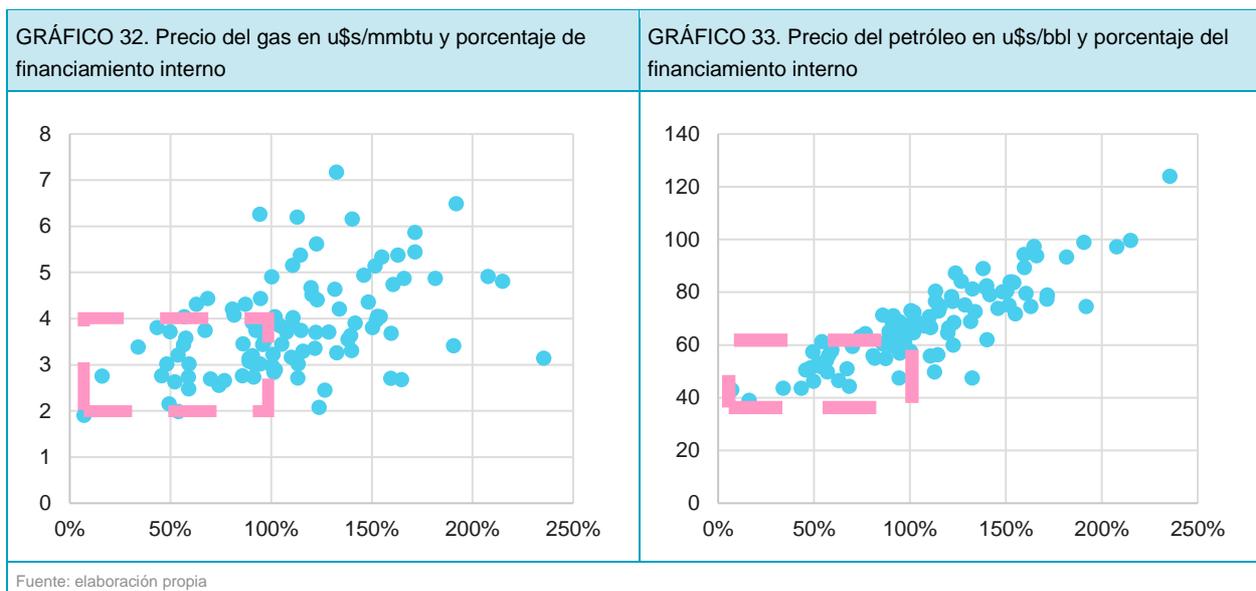


GRÁFICO 31. precio del petróleo en u\$s/bbl (2020-2050)



Fuente: elaboración propia



Una oportunidad única

El análisis de las posibles transiciones energéticas permite obtener algunas conclusiones preliminares. El consumo de energía interna podrá mantener una tasa de crecimiento similar al del pasado en la próxima década, pero inevitablemente el avance tecnológico y las necesidades a satisfacer ralentizarán la demanda. Si después del descubrimiento de Loma la Lata Argentina realizó una transición al consumo de gas natural, en las próximas décadas la electrificación será la tendencia central, aun tomando en cuenta las limitaciones a la sustitución en los usos de la energía.

Nunca antes compitieron tantas tecnologías para satisfacer la mayor oferta eléctrica. En nuestro país las nuevas tecnologías renovables como la eólica y solar pueden competir en un pie de igualdad con la predominancia del gas natural. Si históricamente los proyectos hidroeléctricos y nucleares tuvieron su mayor impulso cuando los precios de los combustibles fósiles fueron altos -como alternativa para mitigar este riesgo- hoy se suman las nuevas tecnologías. Pero el precio no es la única variable de decisión.

El calentamiento global, la necesidad de mitigar el ciclo de precio de los *commodities* sobre los precios internos y más que nada, el impacto en desarrollo local son variables que deben ser consideradas a la hora de la expansión de la matriz.

Cuando se consideran los grandes proyectos de infraestructura, hidroeléctricos y nucleares, las condiciones posibles de realización imponen un sobre costo en el precio de la energía. Este es derivado de las limitadas condiciones de financiamiento que se trasladan en un mayor precio necesario para el repago de la central. En el caso nuclear se ha considerado solamente la IVCN y el desarrollo de tecnología propietaria, como es el CAREM. La decisión de la compra de la IVCN está basada sobre el acuerdo con China sobre transferencia de tecnología de combustible. Pero si no hay transferencia de tecnología, cuál sería el sentido de comprar centrales nucleares solo por los MW en las condiciones que ofrece, como ser, Rusia. La compra de MWh de una tecnología que hoy es más cara e incierta que las que compete.

En un mismo sentido, los aprovechamientos hidroeléctricos deben ser analizados en función de sus externalidades sobre todo y no solo por la generación de electricidad. El manejo de aguas, la posibilidad de ampliar la tierra fértil tiene mayor impacto local que simplemente vender electricidad al MEM. Esta es una razón de porque los proyectos

del NEA han sido mayoritariamente descartados. El impacto ambiental, incluyendo la relocalización de poblaciones enteras en función de la zona inundable disminuyen su atractivo, sin ampliar la frontera agrícola.

Más allá de cuánto se avance en estos proyectos, la satisfacción de la demanda de energía eléctrica deja al gas natural y las nuevas renovables como opción. Esto no tiene por qué ser gas versus renovables. El crecimiento del mercado local resulta limitado para el potencial de recursos existente. Sin la perspectiva de una integración energética regional, y porque no, de viabilizar las exportaciones de GNL, será la política pública la que decida por una u otra tecnología.

Aprovechar la ventana de oportunidad de exportación, de petróleo en el corto plazo y de gas si, como se espera, se consolida el mercado de GNL para las transiciones energéticas de los países dependientes del carbón en Europa y Asia. La mayor penetración renovable no es contradictoria con aumentar la oferta energética a condición de que se amplíe el mercado, tampoco es contradictoria con importaciones que se mantienen proporcionalmente en la matriz, tanto de gas como de electricidad. En el primer caso para atender la demanda estacional de invierno, en el segundo como condición de un mayor intercambio entre los países limítrofes.

La integración energética permite optimizar los excedentes renovables entre los países de la región que ya se observan en aquellas experiencias con alta penetración. El costo de no hacerlo es un factor de uso menor por la congestión no producto de falta de líneas de transmisión sino de la falta de demanda. En el caso del gas, es recuperar los mercados que una vez se proyectó abastecer.

Más allá de cómo se interprete lo sucedido luego de la crisis de la convertibilidad. Si dadas las reservas de petróleo y gas debían o no autorizarse las exportaciones, la viabilidad económica del *shale* cambia completamente esta ecuación. El recurso técnicamente recuperable es varias veces el potencial de demanda de Argentina. Las teorías conservacionistas tributarias de la teoría del agotamiento tienen menos poder explicativo si, como afirma Adelman, lo relevante es el costo de extracción de este recurso disponible en cantidades superiores a los que genuinamente se pueden consumir. Esta es la ecuación, de productividad, de precios en el mercado internacional y su relación con los precios locales que debe analizarse. Este último también como condición necesaria para financiar la expansión de la oferta. La experiencia de Estados Unidos y los pasos dados localmente parecen darle la razón. Queda entonces, si la oportunidad está, ver el impacto en el desarrollo económico.

Energía y desarrollo económico

Efectos sobre el empleo y la actividad

La energía tiene múltiples impactos económicos que cruzan prácticamente todas las actividades sectoriales. El propósito de este apartado es poner el foco en un número limitado de efectos que son analizados en profundidad en (Drucaroff, Farina y Rivas, 2020). La actividad de construcción y montaje de centrales eléctricas y en el caso de la generación térmica, la participación aguas abajo. Es decir, la producción de gas para abastecer la demanda de usinas.

El punto de partida son los requerimientos unitarios por MW instalado. En la actividad de construcción y montaje de las centrales eléctricas, considerando solo la actividad para aumentar la capacidad instalada del sistema como se observa en el **GRÁFICO 34**, el empleo industrial por MW instalado está dominado por la tecnología nuclear. Se requiere 2,2 empleos por MW. Esto significa 2.640 empleos para la central de 1.200 MW. En segundo lugar, se encuentra la construcción y montaje de los parques eólicos, con 1,3 empleos por MW instalada. La contribución al empleo y la actividad de las centrales térmicas es menor por MW instalada que en los casos eólicos, pero si no se considera la actividad derivada de la producción de gas usina. Teniendo en cuenta solo

la central térmica, el empleo industrial es de 0,5 por MW instalado. Esto se explica porque el componente electromecánico de estas centrales es mayoritariamente importado, llave en mano. Sin embargo, a esta contribución de la central debe agregársele el impacto sobre la producción de gas de Vaca Muerta para alimentar la central, que suma otros 3,6 empleos industriales por MW instalado. Igualmente, aun considerando sólo la central, tienen un impacto en el empleo superior a las centrales solares o hidroeléctricas, que ambas promedian 0,2 empleos por MW instalado.

Teniendo en cuenta lo anterior, el aumento de la potencia instalada crea 17.321 puestos de trabajo industriales en los próximos 10 años según la distribución que se muestra en el **GRÁFICO 35** (que se elevarían a 33.796 incluyendo al generado por el complejo Vaca Muerta). El aumento del parque eólico tiene la mayor contribución, mientras que los 5.658 MW solares contribuyen con 1.844 empleos en promedio. Este valor es inferior al total de empleos de la construcción de la central nuclear pero superior al caso de las centrales hidroeléctricas. Por último, la instalación de centrales térmicas, sin incluir al complejo Vaca Muerta, aporta 2.905 empleos.

El aporte a la industria es de u\$s 8.409 millones, con un rango de entre u\$s 12.321 millones y u\$s 23.265 millones. Esto es un componente local del 21% del valor total de la central, si bien corresponde a un 41% del componente electromecánico. Nuevamente, para las instalaciones eólicas esperadas en la próxima década, la mayor contribución al total de actividad la tiene esta tecnología seguida de las centrales térmicas, como se ve en el **GRÁFICO 36**. A diferencia del empleo, la actividad industrial de la tecnología solar aumenta hasta u\$s 4.442 millones en promedio, pero el impacto indirecto sobre el resto de la industria es más acotado. Los 9.200 MW de centrales térmicas aportan 4.993 millones de actividad electromecánica, que sumada a la actividad indirecta expresada en el **GRÁFICO 37**, alcanza u\$s 7.115 millones en promedio.

La actividad industrial vinculada a la producción incremental de gas usina se muestra en el **GRÁFICO 38**. La actividad directa e indirecta suman u\$s 16.661 millones hasta el 2030, con un rango que o bien duplica el valor o tiende a cero, dependiendo el escenario. La actividad y el empleo sectorial no debería perderse si se realizan las oportunidades de exportación. Al fin y al cabo, la producción de gas es indistinto de quien la consumo. El empleo, expuesto en el **GRÁFICO 39**, refleja el mismo rango de amplitud derivado de la actividad, con un promedio de 20.000 puestos de trabajo.

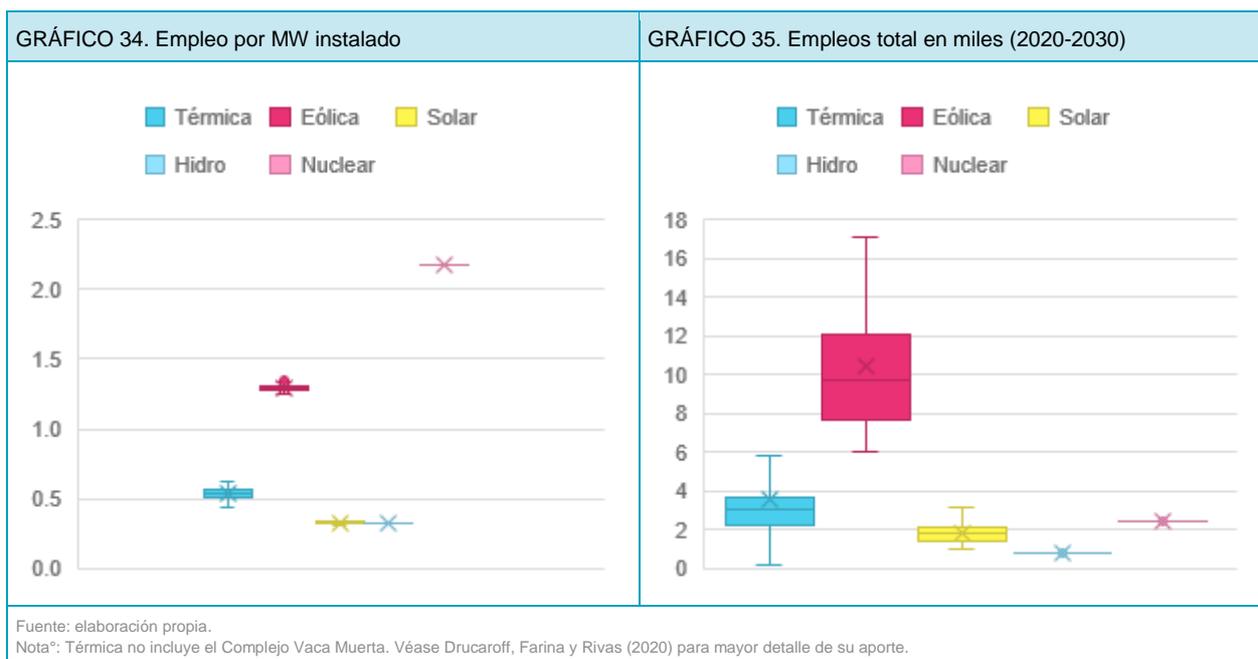


GRÁFICO 36. Contenido local en millones de u\$s (2020-2030)

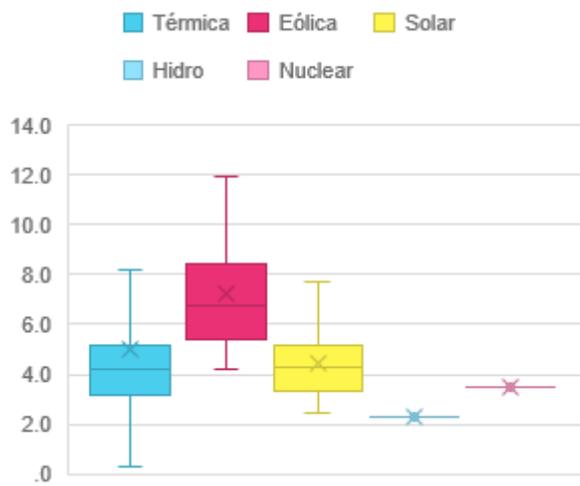
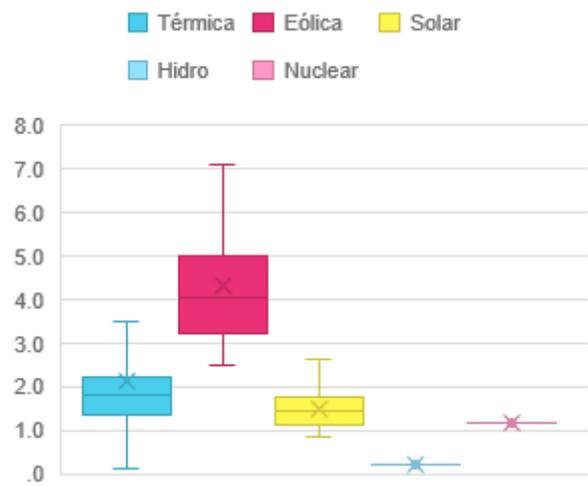


GRÁFICO 37. Actividad indirecta en millones de u\$s (2020-2030)



Fuente: elaboración propia.

Nota*: Térmica no incluye el Complejo Vaca Muerta. Véase Drucaroff, Farina y Rivas (2020) para mayor detalle de su aporte.

GRÁFICO 38. Actividad derivada de la demanda de gas usina, en millones de u\$s. (2020-2030)

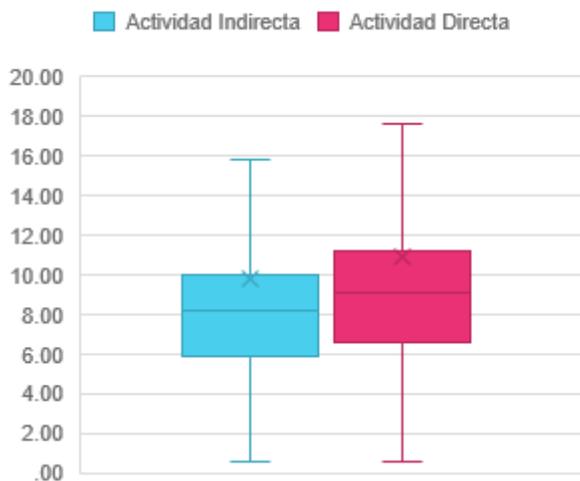


GRÁFICO 39. Empleo derivado de la demanda de gas usina, en miles (2020-2030)



Fuente: elaboración propia

Nota*: No incluye el Complejo Vaca Muerta. Véase Drucaroff, Farina y Rivas (2020) para mayor detalle de su aporte.

El impacto en la actividad es analizado en un trabajo aparte, pero pueden obtenerse algunas conclusiones de los requerimientos de empleo y producción de la construcción de centrales eléctricas. Las centrales nucleares tienen el mayor requerimiento de empleo industrial por MW instalado. Contrario a lo que se espera, la hidroeléctrica la menor, en niveles de los parques solares, al concentrarse la actividad prácticamente en el montaje. A su vez y contrario a lo que se dice, la construcción de parques eólicos

tiene un componente de empleo mayor a las centrales térmicas, a condición de considerar solamente la instalación del MW. Pero la actividad aguas abajo de la producción de gas es independiente de quién la consumo. Además, se estimó que se podrían generar 158 mil empleos en la construcción a 2050 derivados del desarrollo de los nuevos proyectos energéticos de las diversas tecnologías.

Inversiones necesarias

Un segundo impacto analizado es el total de inversiones que surge de los escenarios. El total de inversión anual en centrales de electricidad es u\$s 4.552 millones en promedio hasta 2030 y u\$s 3.617 millones anuales entre 2031 y 2050. La distribución por tecnología junto al posible rango se muestra en el **GRÁFICO 40** y **GRÁFICO 41**. Vale aclarar que, sin los proyectos hidroeléctricos y nucleares considerados, la inversión anual hasta 2030 se reduce a u\$s 2.787 millones anuales, por debajo del valor esperado después de 2031. En el caso de la inversión eólica y solar, el piso esperado es u\$s 741 millones y u\$s 371 millones respectivamente. Este es el valor mínimo para cumplir con la meta de la Ley, que por otro lado permitiría darle continuidad a la consolidación de la industria local. Al menos para el desarrollo eólico.

Luego de 2030, la principal inversión anual es solar, de u\$s 1.071 millones anuales, levemente superior a los u\$s793 millones eólicos y u\$s944 millones térmicos si no se considera el respaldo. Si se incluye esto, la inversión térmica aumenta a u\$s 1.467 millones anuales. No obstante, este último valor debe ser considerado con escepticismo, al menos hasta entender si la competitividad de los sistemas respaldados con baterías resulta más económica que el respaldo térmico.

La actividad de exploración & producción de hidrocarburos, considerando la oportunidad del mercado de exportación significa perforaciones de 686 pozos de petróleo por año que crece a un promedio de 744 luego del 2030, como puede observarse en el **GRÁFICO 42**. En el caso del gas natural, la actividad asciende a 418 pozos promedio hasta 2030 y 498 pozos luego. Estos valores son superiores a los experimentados en estos últimos años, previos al Covid-19 e implican inversiones anuales de u\$s12.489 millones hasta 2030 como se muestra en el **GRÁFICO 43**. Sin la actividad de exportación este valor anual se ubica por debajo de los u\$s 10.000 millones y es levemente superior a los valores de los últimos años.

Tomado en su conjunto, las inversiones promedio del sector energía ascienden a poco más de entre u\$s 13.000 a u\$s 17.000 millones anuales dependiendo si se considera los grandes proyectos de infraestructura y la posibilidad de exportación de hidrocarburos y electricidad. Esto es entre 2 a 3% del PBI a dólares constantes.

GRÁFICO 40. Inversión anual por tecnología hasta 2030 en millones de u\$s de 2019

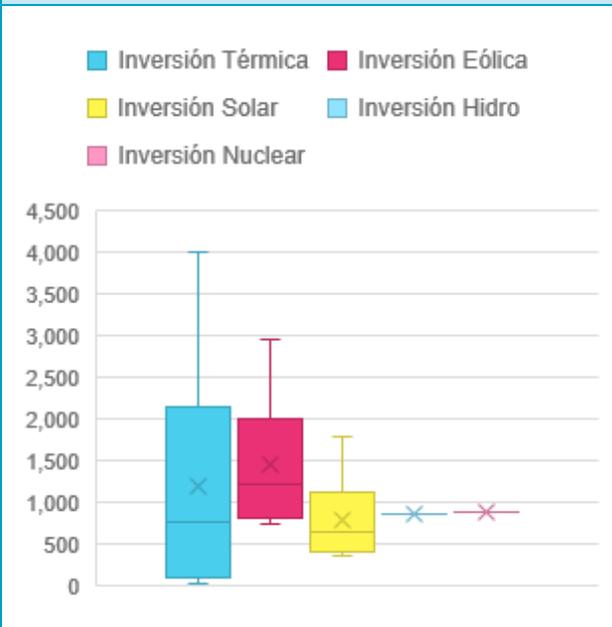
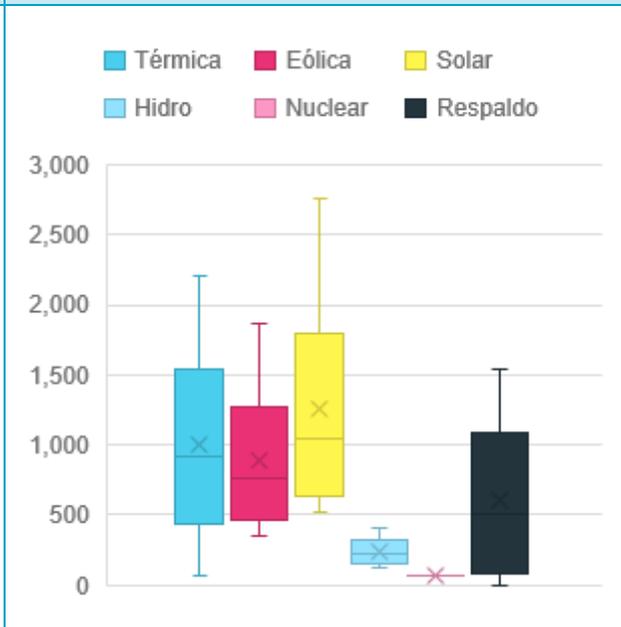


GRÁFICO 41. Inversión anual por tecnología desde 2031 en millones de u\$s de 2019



Fuente: elaboración propia

GRÁFICO 42. Pozos anuales perforados

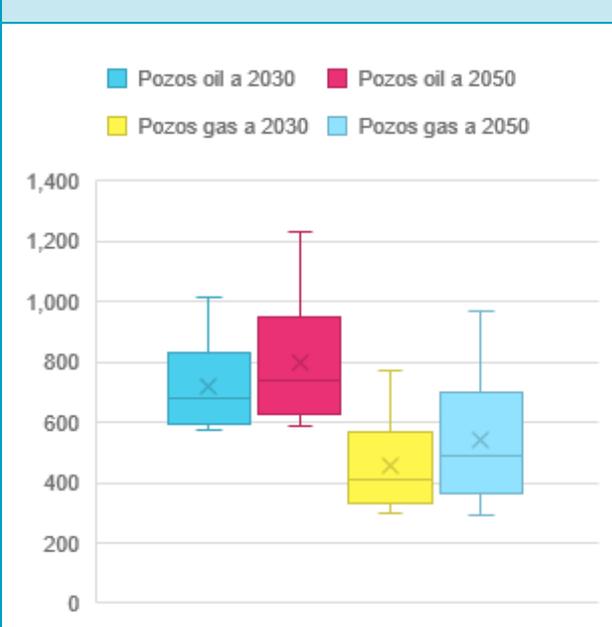
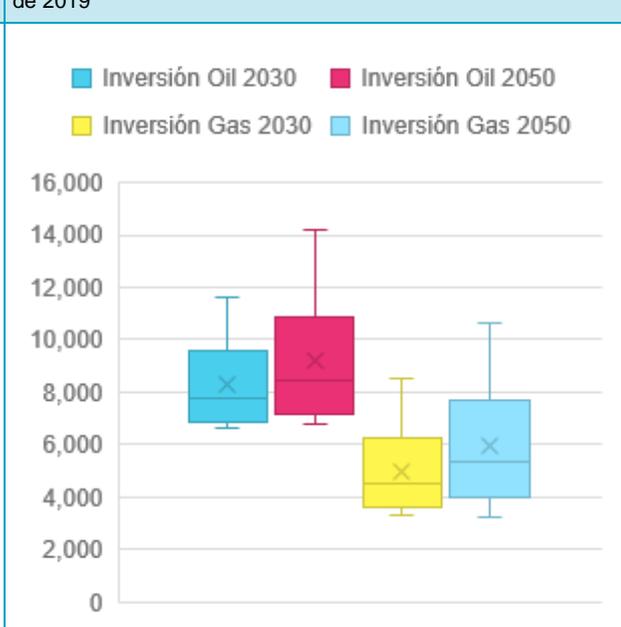


GRÁFICO 43. Inversión anual en explotación en millones de u\$s de 2019



Fuente: elaboración propia.

Conclusiones

En el 2011 y luego de 30 años la balanza energética fue por primera vez deficitaria. En los años 2013 y 2014 las importaciones de energía alcanzaron el 20% del consumo interno, cuando los precios internacionales estaban en su máximo valor histórico. Hay que remontarse a 1965 para encontrar un nivel de importaciones mayor.

Hacer todo, ahora, no importa el costo, permitió comenzar a revertir la situación luego de varios intentos fallidos de aumentar la oferta energética interna. En todos los productos energéticos hubo un replanteo, en algunos, como el petróleo, con políticas nuevas; en otros con versiones actualizadas del pilar de la política energética desde la salida de la convertibilidad: la diferenciación de la energía vieja de la nueva.

El elemento común fue aumentar el precio de oferta de todos los energéticos locales que se garantizó a través de transferencias del Estado. La nacionalización de YPF reforzó el objetivo del autoabastecimiento, idea rectora de la discusión energética a condición de que se incluya la oferta de los países limítrofes. Los debates sobre si las empresas retenían producción o no invertía por falta de precio dejó de ser relevante. La solución le dio la razón implícitamente a las dos corrientes de pensamiento.

Las medidas que sirvieron cuando escaseó la oferta no son necesariamente las mismas ahora que se abre la oportunidad de aumentar la producción. Concentrar las compras por el Estado y garantizar precios altos fue la respuesta a una oferta insuficiente. Si la diferenciación de la energía vieja de la nueva tuvo el objetivo de mitigar el traslado a la demanda del mayor costo energético, en un escenario de mayor abundancia, hacer todo, ahora, no importa el costo, encarece innecesariamente la energía.

¿Se puede volver a tener un saldo superavitario de la balanza comercial? Esa es la pregunta que debe contestar la política energética. Sin este objetivo, el crecimiento del mercado interno es insuficiente para realizar las oportunidades del sector. Las teorías de las disponibilidades de recurso utilizadas hasta ahora en el mejor de los casos son incompletas para dirimir la cuestión.

Tres variables son fundamentales para aumentar la oferta energética. El abandono - aun si es progresivo- de los esquemas de energía vieja y nueva y el reemplazo de las transferencias a la oferta por subsidios directos a la demanda. Es decir, seguir lo realizado en el mercado de petróleo y sus derivados. En un escenario de abundancia de recurso y altos excedentes de la capacidad instalada, la competencia permitirá reducir precios sin necesidad de garantías del Estado.

Los ciclos de *stop-and-go* en las inversiones del sector impiden canalizar los recursos generados internamente y aumentan la incertidumbre sobre la ventaja de tomar deuda o atraer capitales para desarrollar los recursos nacionales. Existen numerosos casos que demuestran que el resultado no tiene que ser necesariamente precios altos garantizados por el Estado. Un elemento adicional no menor es el costo de capital, que requiere una macroeconomía estable y la baja de la prima de riesgo.

Por último, no todas las tecnologías tienen el mismo impacto en el desarrollo económico. La integración de las cadenas de valor y el empleo es la segunda variable, junto con realizar el potencial exportador, el cual debería definir la política sectorial. No solo de las tecnologías disponibles sino también de aquellas que se desarrollen en el marco de los objetivos para cumplir el Acuerdo de París.

Anexo. Principales supuestos

Supuestos generales

El resultado de todo ejercicio de modelización es tan bueno como lo permite la calidad de los supuestos utilizados. En las ciencias de la computación existe una expresión para esta relación, entre la bondad de los resultados y los insumos utilizados. En este sentido uno está tentado a detallar todas las relaciones e implicancias que el problema analizado requiere. El riesgo de esta estrategia queda reflejada en el cuento corto de Borges sobre el rigor de la ciencia, acerca de confundir el mapa con el territorio. La alternativa requiere seleccionar aquellas variables que solo son necesarias para ilustrarnos el problema en análisis.

La modelización de la evolución de la matriz energética y su abastecimiento en el largo plazo implica un desafío enorme de selección de variables. Es por esto que el trabajo se limitó a evaluar el abastecimiento desde los recursos energéticos disponible y su interacción para satisfacer una demanda creciente. Esto dejó afuera una serie de consideraciones altamente debatidas en el sector, pero que están mayoritariamente determinados por los recorridos que asumen el objetivo de cero emisiones, la incertidumbre sobre las tecnologías del futuro y en no menor grado, la definición de las estrategias de los gobiernos para su incorporación.

Las variables de interés del trabajo están seleccionadas en función del impacto sobre la evolución de la demanda y la oferta, y cómo operan ciertas restricciones o interacciones entre ellas. Principalmente los precios de las tecnologías, la necesidad de financiamiento y los cambios en el despacho eléctrico a medida que crece la oferta renovable. Para la evolución del consumo las dos variables determinantes es el crecimiento económico y la eficiencia energética. Estos dos valores están implícitos en el diferencial de la proyección de crecimiento y la demanda por sector y combustibles, considerando una tasa de crecimiento de la economía de 3% -el promedio de largo plazo de la Argentina- Este enfoque de arriba hacia abajo es ampliamente utilizado en la literatura.

En cuanto a la oferta, el modelo utiliza un enfoque de abajo hacia arriba. Es decir, utiliza los supuestos por tecnología y cómo estas interactúan para abastecer la demanda. Las tecnologías utilizadas son las actuales. No se ha considerado el impacto de nuevas tecnologías, como la introducción del hidrogeno, la captura de carbono o el uso diseminado de las baterías para el almacenamiento eléctrico o el reemplazo del parque automotor, tampoco nuevas tendencias del sector como la generación distribuida. La razón es previsible. Existe todavía una incertidumbre importante sobre la prevalencia de una u otra.

Otro aspecto de relevancia no considerada y que la modelización detallada del sector energético requeriría también incluir es la infraestructura necesaria para bastecer su consumo creciente. Esto es, la infraestructura de transporte y distribución, no solo del gas y de la electricidad, pero también de los combustibles líquidos. Una representación realista de estas restricciones requiere al menos una extensión igual del utilizado en el presente documento. Su utilidad estaría justificada si existiese una diferencia de costos por tecnología que pueda revertir las conclusiones alcanzadas en el trabajo.

En la Argentina, por ejemplo, la ubicación de las centrales térmicas, si en boca de pozo o cerca de la demanda, está largamente saldada al menos desde 1997. El primer caso requeriría un electroducto de larga distancia mientras en el segundo un gasoducto hasta la central y un electroducto hasta la demanda final. Cuando se consideran ordenes de magnitud superiores a 2GW la opción del gasoducto es preferible. Si los precios relativos del costo de inversión no cambiaron, no hay razones para modificar estas conclusiones. (Carranza & Bidas SAPIC, 1997)

En el caso de las energías renovables existe un amplio debate sobre el costo adicional de transporte dependiendo el factor de uso de estas centrales. Este debate está condicionado actualmente por el modelo de incentivos que tiene esta tecnología. En particular, la prioridad de despacho y no en menor medida, la garantía de despachar la potencia de diseño con el sistema de transporte existente. Pero esta lógica asume la ventaja de desplazar energía de fuente fósil. Algo que en el futuro, cuando compita renovable versus renovable claramente tendrá un peso menor. Dicho en otras palabras, en un sistema de transporte neutro sobre la tecnología en que todos pagan el mismo precio y compiten por transporte firme, no hay razón para tratar el costo de transporte de forma diferente. En ese escenario la gestión de la congestión se vuelve relevante a medida que crece la penetración renovable. Es por esto que las alternativas para modelizar estas interacciones son tantas y de disímil resolución que haberlos agregados en el modelo solo hubiese logrado distraer la discusión de las variables que son modeladas: La evolución de la demanda y las fuentes de energía para abastecerlas.

Margen de reserva y potencia firme por tecnología

Una variable donde sí se diferencian claramente las tecnologías eléctricas es en la potencia firme que pueden aportar. Esta variable es de relevancia no solamente para atender el pico de demanda sino también establecer el margen de reserva.

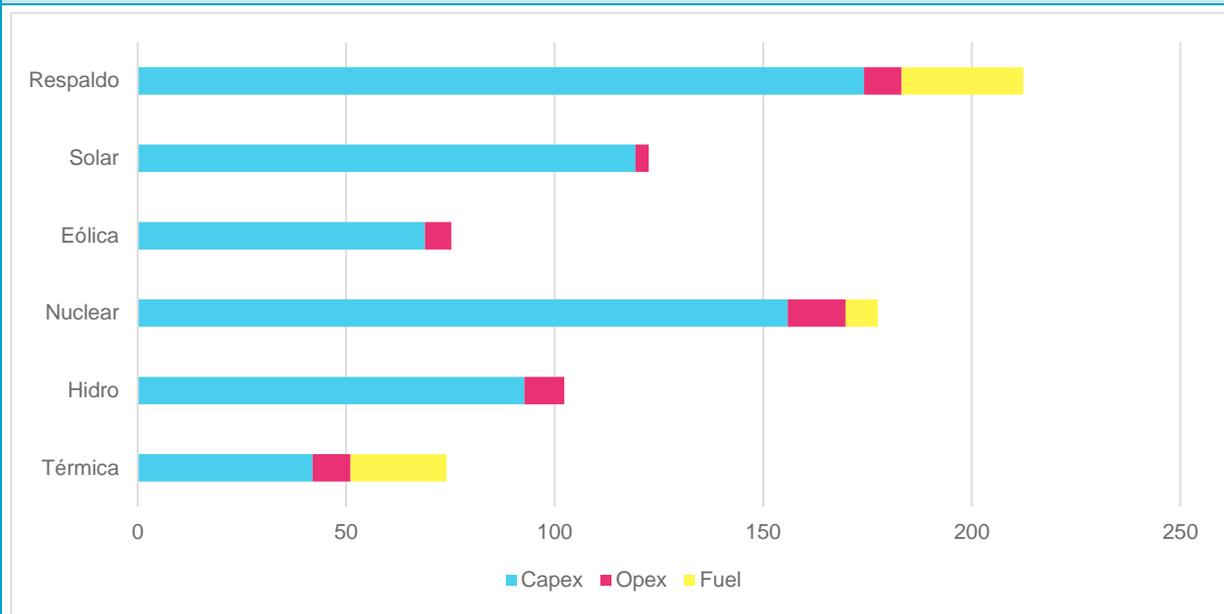
Independientemente de las reglas de incorporación de potencia por tecnología, el modelo incluye restricciones sobre energía y potencia del conjunto. Para la primera la restricción es simple. Toda demanda debe ser abastecida. Para modelizar la restricción de potencia se consideró un margen de reserva fijo de 15% sobre la potencia de la demanda local. Es decir, toda la energía de exportación es interrumpible. El margen responde a la regla holística de 1-en-10 o 1 hora de corte en 10 años de plazo, que es el *benchmark* histórico utilizado a nivel internacional.

Cada tecnología está definido por un nivel de potencia en función de su capacidad de placa. En las tecnologías térmicas, incluyendo la nuclear, esta es 100%. Para las tecnologías hidroeléctricas y eólicas la potencia disponible considera un descuento de 20% sobre el factor de uso promedio de la tecnología. Por ejemplo, en el caso de generación eólica si el factor de uso de la potencia es 50%, la potencia firme es 40% de la capacidad instalada. Por último la tecnología solar tiene cero potencia firme.

Costos nivelados por tecnología

El costo nivelado por tecnología se obtuvo en base a estimaciones de costos instantáneos de construcción y considerando distintos plazos de recupero del capital asociados al período de financiamiento de las distintas centrales. Para las Hidroeléctricas y Nuclear el costo de capital del sector público fue de 7%, sea deuda o aportes. Para las centrales del sector privado el costo de la deuda utilizado fue 9% y de aportes de capital 11% después de impuestos. Para un detalle de los costos ver Drucaroff, Farina y Rivas (2020).

GRÁFICO 44. Costos nivelados por tecnología en u\$/MWh



Fuente: elaboración propia

Precios internacionales de hidrocarburos

La modelización de los precios internacionales de hidrocarburos toma el periodo 1994 a 2019 y estima una ecuación estocástica diferencial que tiene la propiedad de reversión a la media, usada extensivamente en la literatura. Esta ecuación presenta ciertas propiedades que son útiles para analizar el comportamiento de los precios de los hidrocarburos. (Schwartz, 1997)

En primer lugar, existe un valor de equilibrio a largo plazo y un factor de ajuste por unidad de tiempo una vez que el precio se desvía de su valor de equilibrio. Los shocks siguen un movimiento browniano. La ecuación estimada para el precio del *Brent* y el *Henry Hub* es de la siguiente forma:

$$dP = a(m - P)dt + sdZ$$

Siendo P el logaritmo natural del precio del petróleo o el gas natural y Z una variable aleatoria. El parámetro m es el valor de equilibrio de largo plazo. Para el petróleo el valor obtenido es 65 u\$/bbl y para el gas natural es 3,53 u\$/mmbtu. El parámetro a es la velocidad de ajuste al valor de equilibrio. En el petróleo los desvíos tienen una alta permanencia, de más de 15 años en el precio. En el gas natural el shock sobre el precio de largo plazo se disipa en algo más de 2 años.

Bibliografía

- Academia Nacional de Ingeniería. (2016). Desarrollo del Sector Hidroeléctrico Argentino. *Documento del Instituto de Energía* (No. 6).
- Adelman, M. A. (1990). Mineral Depletion, with Special Reference to Petroleum. *Review of Economics and Statistics*, 72(1), 1–10.
- Barreiro, E. (2006). El suministro de gas y petróleo en la Argentina durante el próximo decenio. *Petrotecnia*.
- Barrera, M. A. (2013). Reformas estructurales y caída de reservas hidrocarburíferas: el caso argentino. *Análisis Económico*, 28(69), 167–188.
- Barril, D., & Navajas, F. (2015). Natural gas supply behavior under interventionism: The case of Argentina. *Energy Journal*, 36(4), 23–39.
- Basualdo, E, Azpiazu, D., Abeles, M., & Arza, C. (2002). El proceso de privatización en la Argentina: la renegociación con las empresas privatizadas: revisión contractual y supresión de privilegios y de rentas extraordinarias. *Documentos de Trabajo FLACSO*.
- Basualdo, Eduardo, Gonzalez, M., Fernandez, A. L., & Barrera, M. (2012). Subexploración Y Sobreexplotación: La Lógica De Acumulación Del Sector Hidrocarburífero En Argentina. In *Documentos de Trabajo CIFRA* (No. 11). Obtenido de <http://www.centrocifra.org.ar/docs/CIFRA-DT11-Subexploracion-y-sobreexplotacion.pdf>
- Bénard, A. (1980). World oil and cold reality. *Harvard Business Review*, 58(6), 91–101.
- Bondorevsky, D. (2017). Repensar la política regulatoria ante el retiro de los subsidios a la electricidad. *Documentos de Políticas Públicas, CIPPEC* (No. 195). Buenos Aires.
- BP. (2020). BP Statistical Review of World Energy 2020. *BP*.
- Canitrot, A. (1975). La experiencia populista de redistribución de ingresos. *Desarrollo Económico*, 15(59), 331–351.
- Cont, W., Navajas, F., & Porto, A. (2019). Políticas de Precios y Subsidios de Servicios Públicos y Combustibles: 1989-2018. *AAEP LIV Reunión Anual*.
- Cruz, C. E. (2005). El gran desafío de ampliar las fronteras de la exploración. *Petrotecnia*, XLV(6), 8–26.
- Deloitte. (2019). *Hojas de ruta de Transición Energética en Argentina*.
- Di Sbroiavacca, N., Nadal, G., Lallana, F., Falzon, J., & Calvin, K. (2016). Emissions reduction scenarios in the Argentinean Energy Sector. *Energy Economics*, 56, 552–563.
- Drukaroff, S., & Farina, P. y Rivas, D.. (2020). Oportunidades y desafíos para el desarrollo productivo en el marco de la transición energética argentina. *Documento de Trabajo N°199*, Buenos Aires: CIPPEC.
- EIA. (2013). Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources : An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. *EIA*.
- EIA. (2015). Technically recoverable shale oil and shale gas resources: Argentina. *EIA*.
- EIA. (2019). *Annual Energy Outlook 2020*.

- Einstoss, A. (2020). El Barril Criollo y sus Consecuencias. *CECE*.
- Forcinito, K., & Schorr, M. (2001). Privatizaciones en la Argentina. Renegociación permanente, consolidación de privilegios, ganancias extraordinarias y captura institucional. *Documento de Trabajo, FLACSO* (No. 9).
- Gadano, N. (2010). Urgency and Betrayal: Three Attempts to Foster Private Investment in Argentina's Oil Industry. En *The Natural Resource Trap: Private Investment without Public Commitment*.
- Grubler, A. (1991). Long-term Patterns and discontinuities. *Technological Forecasting and Social Change*, 39, 159–180.
- Grubler, A. (2012). Energy transitions research: Insights and cautionary tales. *Energy Policy*, 50, 8–16.
- Hogan, W. W., & Sturzenegger, F. (Eds.). (2010). *The natural resources trap: private investment without public commitment*. London, England: The MIT Press.
- Hubbert, M. K. (1956). Nuclear energy and the fossil fuels. *American Petroleum Institute*.
- Hubbert, M. K. (1962). Energy Resources. In *National Research Council*. Washington D.C.: The National Academies Press.
- IAEA. (2018). *Experience in Modelling Nuclear Energy Systems with Message: Country Case Studies*. Vienna.
- IAPG. (2020). 7mo Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas. *Petrotecnia, LXI(1)*.
- IPCC. (2014). Climate Change 2014 :Synthesis Report. *IPCC*. Geneva, Switzerland.
- IPCC. (2018). Global warming of 1.5 C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways. *IPCC*.
- IRENA. (2016). *Investment Opportunities in Latin America. Suitability Maps for Grid-Connected and Off-Grid Solar and Wind Projects*. 24.
- Jefferson, M., & Voudouris, V. (2011). Oil Scenarios for Long-Term Planning: Royal Dutch Shell and Generative Explanation, 1960-2010. *CIBS Working Paper*.
- Jevons, W. S. (1866). *The Coal Question*.
- Kahn, A. E. (1960). Economic Issues in Regulating the Field Price of Natural Gas. *American Economic Review*, 50(2), 506–517.
- Kozulj, R. (2015). *El Sector Energético Argentino: Un Análisis Integrado de sus Problemas, Impactos y Desafíos Macroeconomicos* (1ra ed.). Viedma: Universidad Nacional de Río Negro.
- Lapeña, J. E. (2014). *La Energía en Tiempos de Alfonsín*. Buenos Aires: Eudeba.
- Lara, A. L., & Bergman, L. A. (2006). Evaluación Expeditiva de Aprovechamientos Hidroeléctricos. *EBISA*.
- MacAvoy, P. W., & Pindyck, R. S. (1973). Alternative Regulatory Policies for Dealing with the Natural Gas Shortage. *The Bell Journal of Economics and Management Science*, 4(2), 454–498.

- Marchetti, C. (1977). Primary Energy Substitution Models: On the Interaction between Energy and Society. *Technological Forecasting and Social Change*, 10, 345–356.
- Marchetti, Cesare, & Nakicenovic, N. (1979). The Dynamics of Energy Systems and the Logistic Substitution Model. *IIASA Research Report*. Laxenburg, Austria.
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2020). *Cambio climático: Presentación de la nueva NDC*. Obtenido de <https://www.argentina.gob.ar/noticias/cambio-climatico-el-gobierno-avanza-en-el-compromiso-hacia-un-desarrollo-ambientalmente>
- Moreno, R., Walsh, C. E., Hartley, P. R., & Schmidt, R. H. (1988). Hotelling's Rule Repealed? An Examination of Exhaustible Resource pricing. *Economic Review Federal Reserve Bank of San Francisco*, 4, 1–15.
- MPF. (2019). Plan Energético Nacional: 2004-2019. In *Ministerio de Planificación Federal*.
- Navajas, F. (2006). Energo-Crunch Argentino 2002-20XX. *Documento de Trabajo FIEL* (No. 89).
- Navajas, F. (2015). Subsidios a la energía, devaluación y precios. *Documento de Trabajo FIEL* (No. 122).
- Nordhaus, W. D. (1973). The Allocation of Energy Resources. *Brookings Papers on Economic Activity*, 3, 167–172.
- NREL. (2012). Renewable Electricity Futures Study: Exploration of High-Penetration Renewable Electricity Futures. *U.S. Department of Energy*.
- Ponzo, R., Dyner, I., Arango, S., & Larsen, E. R. (2011). Regulation and development of the Argentinean gas market. *Energy Policy*, 39(3)
- Recalde, M. (2012). Importancia del autoabastecimiento energético: Impactos directos e indirectos sobre el crecimiento. *Ciencias Económicas*, 30(1), 87–107.
- Ritchie, J. D. (1975). The International Oil Outlook : A Scenario Approach. *New England and the Energy Crisis*.
- Schwartz, E. S. (1997). The Stochastic Behavior of Commodity Prices: Implications for Valuation and Hedging. *Journal of Finance*, 52(3), 823–973.
- Secretaría de Gobierno de Energía. (2019). *Balance Energético Nacional. Serie Histórica desde 1960 actualizado al año 2018*.
- Serrani, E. (2020). Transformaciones recientes en la industria petrolera argentina: el caso de yacimientos petrolíferos fiscales, 1989-2012. *Revista de Gestión Pública*, 2(1), 247.
- Smil, V. (2000). Perils of long-range energy forecasting: Reflections on looking far ahead. *Technological Forecasting and Social Change*, 65(3), 251–264.
- Spinrad, B. I. (1979). A Generalized Model for Market Substitution. In *IIASA Working paper* (No. WP-79-53). Laxenburg, Austria.
- SSERyEE. (2019). *Principales Programas y Líneas de trabajo*.
- UNEP. (2020). *Emissions Gap Report 2020*.

Urbiztondo, S. (2016). La Regulación de los servicios públicos en Argentina, 2003-2015: Lógica y Balance de tres períodos presidenciales bajo un mismo signo político. *Documento de Trabajo FIEL* (No. 124).

World Bank. (1990). Argentina Energy Sector Study. *World Bank*.

World Bank. (2020a). *Commodity Prices "Pink Sheet."*

World Bank. (2020b). State and Trends of Carbon Pricing 2020. *World Bank*. Washington D.C.

Acerca de los autores



Las opiniones expresadas en este documento no reflejan necesariamente la posición institucional de CIPPEC en el tema analizado.

Paulo E. Farina

– Investigador Asociado de Desarrollo Económico

Licenciado en Economía (Universidad de Buenos Aires) y postgrado en Finanzas (Universidad Torcuato Di Tella).

Sergio Drucaroff

– Investigador Asociado de Desarrollo Económico

Magister en Economía y Desarrollo Industrial con especialización en PyMEs (Universidad Nacional de General Sarmiento) y Licenciado en Economía (Universidad de Buenos Aires).

Diego Rivas

Consultor en CIPPEC

Magister en Economía y licenciado en Economía (Universidad de Buenos Aires).

Los autores agradecen los valiosos intercambios, aportes técnicos y comentarios a versiones preliminares de este documento de todos los miembros del consorcio de donantes del proyecto de investigación: AES Argentina, Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGEERA), Cámara Eólica Argentina Asociación Civil (CEA), Pampa Energía, Excelerate Energy, Genneia, Goldwind Argentina S.A. y Nordex Windpower. Se exime a todos ellos de cualquier error u omisión que pudiera subsistir en este documento.

Para citar este documento:

Farina, P., Drucaroff, S. y Rivas, D. (diciembre de 2020). De la crisis a la oportunidad del sector energético: escenarios y condiciones para ampliar la oferta a 2050. *Documento de Trabajo N°200*. Buenos Aires: CIPPEC.

Por medio de sus publicaciones, CIPPEC aspira a enriquecer el debate público en la Argentina con el objetivo de mejorar el diseño, la implementación y el impacto de las políticas públicas, promover el diálogo democrático y fortalecer las instituciones.

Los Documentos de Trabajo de CIPPEC buscan contribuir al conocimiento sobre un tema, ser una fuente de consulta de investigadores y especialistas, y acortar la brecha entre la producción académica y las decisiones de política pública.

CIPPEC alienta el uso y divulgación de sus documentos sin fines comerciales. Las publicaciones de CIPPEC son gratuitas y se pueden descargar en www.cippec.org

¿QUIÉNES SOMOS?

CIPPEC es una organización independiente, apartidaria y sin fines de lucro que produce conocimiento y ofrece recomendaciones para construir mejores políticas públicas.

¿QUÉ HACEMOS?

CIPPEC propone, apoya, evalúa y visibiliza políticas para el desarrollo con equidad y crecimiento, que anticipen los dilemas del futuro mediante la investigación aplicada, los diálogos abiertos y el acompañamiento a la gestión pública.

¿CÓMO NOS FINANCIAMOS?

CIPPEC promueve la transparencia y la rendición de cuentas en todas las áreas de la función pública y se rige por esos mismos estándares. El financiamiento de CIPPEC está diversificado por sectores: cooperación internacional, empresas, individuos y gobiernos. Los fondos provenientes de gobiernos se mantienen por debajo del 30 por ciento del presupuesto total.

