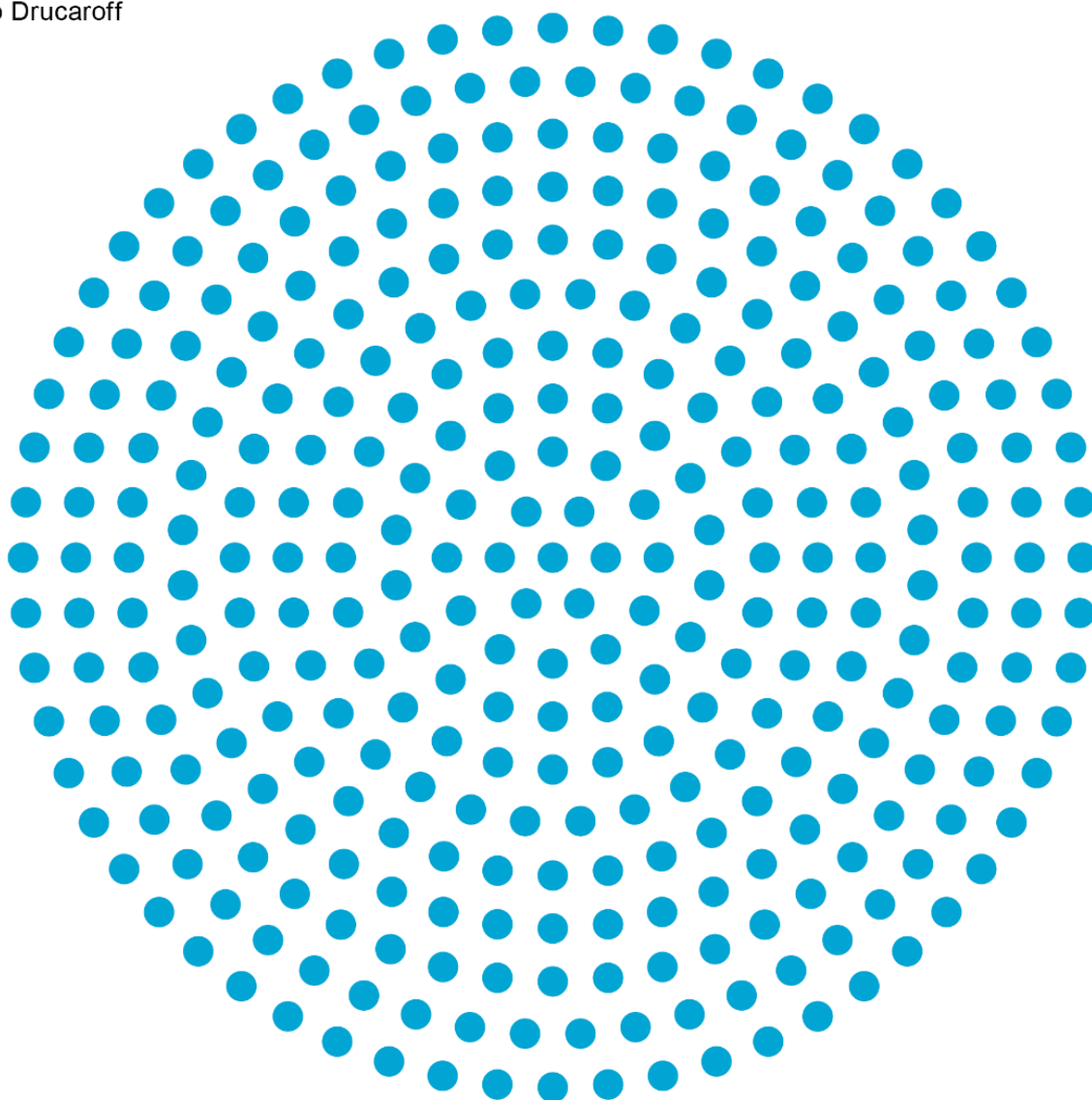


PROGRAMA DE DESARROLLO ECONÓMICO

La política energética, a la luz de objetivos cambiantes y reformas pendientes

Paulo Enrico Farina
Sergio Drucaroff





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 cuestión energética está en el centro de los debates económicos de la Argentina. La incidencia en el déficit fiscal y externo sigue teniendo una gravitación preponderante. Anualmente se destina el 2% del PBI para subsidiar la energía a usuarios. La falta de una resolución perdurable de la cuestión energética atenta contra el desarrollo de los recursos energéticos del país, los objetivos comprometidos en la agenda del cambio climático, y al propósito de tener energía competitiva y asequible.

A partir de la experiencia internacional, es posible analizar con criterios renovados el fracaso de la política energética, que se manifiesta en constantes cambios, reversión del aumento de la producción en distintos momentos o situaciones límites en la seguridad de abastecimiento. Cuando existe una situación de escasez de oferta de energía, por definición, la energía adicional a incorporar no tiene el mismo precio que la oferta actual. Es justamente la expectativa de un aumento de precio inminente, usualmente asociado a mayores importaciones, lo que propició la intervención del Estado, estableciendo precios administrados para la energía existente. Desde ese momento, el Estado deberá decidir cómo se abastece la demanda adicional de energía y a qué precio.

Es posible identificar tres experiencias a partir de las cuales analizar la administración de mercados de energía. Las diferencias están determinadas por cómo se organizan los dos segmentos de energía –vieja y nueva– y qué relación tienen entre sí. La energía vieja es la provista al momento de la intervención, la energía nueva se considera a la energía que se provee luego de la intervención. A la primera se le fija un precio administrado en función del equilibrio previo al shock. Los tres tipos de experiencias, descriptos a continuación, son: i) salir del paso; ii) mala asignación y iii) sendero dual.

En la primera experiencia, el instrumento de política utilizado es definir precios administrados por segmentos de energía. La segunda experiencia es la que introduce una política de liberalización con la incorporación de nuevos mercados competitivos. Y, por último, la tercera experiencia tiene en consideración lo que se conoce como la economía política de las reformas. En esta última experiencia se introducen cambios por segmento y a distinta velocidad, estableciendo de esa manera un sendero dual de reformas minimizando el impacto negativo.

La visión común es que Argentina carece de una política energética. La multiplicidad de esquemas utilizados en el tiempo –muchas veces simultáneamente y con premisas contradictorias– avala esta impresión. La principal razón de estos vaivenes de política ha sido atender la urgencia macroeconómica del momento, pero sin haber resuelto satisfactoriamente los dilemas que enfrentaba. Ante el nuevo aumento de los precios internacionales, sin una oferta local suficiente, la política energética vuelve a colisionar con las restricciones macroeconómicas.

En Argentina se puede observar un doble rol dado a las acciones de política energética: su utilización como política de ingresos y como política antiinflacionaria. Ello es parte de las razones de por qué no fue posible desarrollar un mercado libre para la energía nueva, o reducir o dejar de subsidiar la energía vieja. La política energética y de ingresos deben separarse, mientras que los subsidios deben independizarse de la definición de los precios del mercado.

El documento presente propone una serie de lecciones de política en función del marco utilizado para analizar la agenda del sector. En primer lugar, el principal error a evitar es derivar en un diseño de mercado que tenga como resultado la mala asignación entre la oferta y la demanda. En segundo lugar, a partir de una oferta energética competitiva, el primer objetivo debería ser darle profundidad al mercado de energía nueva libre, propia del sendero dual. En tercer lugar, si el nuevo mercado con precios libres no se

desarrolla, la tendencia es ampliar la oferta con esquemas propios del esquema de salir del paso. Por último, los subsidios deben independizarse de la definición de los precios del mercado. La simplificación de los esquemas actuales es condición para establecer un precio competitivo para los segmentos que eventualmente no serán subsidiados y, en consecuencia, el valor del subsidio para aquellos que sí.

Hoy, como en situaciones anteriores, los altos precios internacionales vuelven a ser una amenaza, pero con la diferencia de que Argentina tiene los recursos energéticos suficientes para reemplazar las importaciones. Sin embargo, las autoridades siguen sin explicitar qué precio de la energía consideran razonable a pagar por parte de la demanda, dependiendo de subsidios extendidos a toda la oferta para mantener el nivel de producción.

Índice

Introducción	5
La economía política de la administración de mercado	6
El sector energético como un problema macroeconómico	6
Las posibles soluciones son microeconómicas	7
Las consecuencias macroeconómicas de la política energética	11
El déficit energético y la falta de dólares	11
La relevancia de los subsidios en el gasto estatal	13
Subsidios e inflación	15
Las razones microeconómicas de la política energética	17
El mercado de gas natural	17
Electricidad	20
La persistencia de la segmentación	23
Lecciones de política	25
Bibliografía	28
Acerca de los autores	29

Índice de tablas y gráficos

ILUSTRACIÓN 1. Tipologías de segmentación de mercados de energía	9
TABLA 1. Subsidios discriminados por uso, en términos del PBI y total de mil millones de dólares (2008-2021)	15
GRÁFICO 1. Balance comercial en términos del PBI de Argentina (2005-2022)	12
GRÁFICO 2. Balanza comercial energética, base caja, en miles de millones de USD	13
GRÁFICO 3. Resultado fiscal y subsidios a la energía, en términos del PBI	14
GRÁFICO 4. Precios de gas natural por oferta, en USD/MMBTU, en Argentina (2012-2022)	17
GRÁFICO 5. Costo del gas natural e incidencia por fuente, en USD/MMBTU, en Argentina (2012-2022)	19
GRÁFICO 6 Costos de la generación eléctrica: energía vieja, nueva, costo marginal y total (monómico) en USDMWh (2014-2022)	21
GRÁFICO 7. Incidencia de la energía vieja y nueva en el costo total de energía eléctrica (monómico) en USD/MWh (2014-2022)	22

Introducción

La cuestión energética está en el centro de los debates económicos de la Argentina desde largo tiempo. Su parte más visible es la problemática de las tarifas, sin embargo, debajo subyace la seguridad del abastecimiento a precios competitivos, un factor crucial y determinante para el funcionamiento de la economía en su conjunto. En Argentina, la caída de la producción del petróleo, en primer lugar, y del gas natural después, pusieron en serias dudas la oferta energética local, lo que llevó a recurrir a un incremento de las importaciones.

Ante la crisis de abastecimiento del 2012, la estrategia implementada fue la de “hacer todo, ahora, y no importa el costo” (Farina, Drucaroff y Rivas, 2020), como sugiere la batería de leyes y normativas emitidas desde entonces. La Ley 26.741 (2012) expresó como objetivo prioritario el logro del autoabastecimiento; la Ley 27.007 (2014) definió los beneficios de promoción a las explotaciones de hidrocarburos no convencionales establecidas un año antes; la Ley 27.191 (2015) redefinió el fomento a las energías renovables, y, por último, una serie adicional de planes del Poder Ejecutivo, destinados a ampliar la oferta de gas y generación eléctrica, buscaron dejar atrás la etapa de crisis del sector expresado en importaciones crecientes y recursos fiscales destinados a evitar el traslado de los altos precios de la energía a usuarios y usuarias.

Pero, a pesar de estas múltiples iniciativas, la situación del sector energético no parece haber cambiado sustancialmente en estos años. Los precios y tarifas del sector siguen retrasándose contra la inflación, los subsidios no han disminuido en promedio y la breve reducción del déficit externo se está revirtiendo.

A los problemas macroeconómicos se suma la incertidumbre sobre el diseño de mercado, que se expresa en cambios constantes. Esta incertidumbre pone en riesgo múltiples objetivos, como el desarrollo de los recursos naturales propios o los compromisos que surgen del Acuerdo de París (2015)¹ sobre cambio climático, entre otros. Hace 5 años Argentina presentó sus Contribuciones Nacionales Determinadas de emisiones de gases de efecto invernadero –las cuales actualizó recientemente–, estableciendo como meta mantener constantes las emisiones hasta el 2030 mientras completa su estrategia a largo plazo de emisiones neutras a 2050.

La falta de inversiones hace que muy probablemente no se pueda cumplir la meta de penetración renovable establecida por ley del 20% para 2025. A su vez, la falta de definiciones, en términos generales, pone en riesgo la posibilidad de que los recursos energéticos del país aporten, a través de sus exportaciones, al desarrollo del país y a suplir con energía a países vecinos o incluso en el mercado internacional, en un contexto de mayor consenso sobre el rol del gas natural en el reemplazo del carbón como paso intermedio en la transición energética.

Este documento analiza las razones de la persistencia de los problemas energéticos del país, sus efectos macroeconómicos y por qué no se ha encontrado una solución perdurable. En un primer apartado, el documento analiza la experiencia internacional en materia de administración de mercados de energía racionados, extrayendo tres tipos principales de intervención. En base a este marco teórico, en las dos secciones siguientes se aborda la razón de la constancia de los efectos macroeconómicos negativos y cómo la implementación de criterios contradictorios en el diseño de las políticas genera resultados no deseados. La última sección concluye con recomendaciones de política.

¹ En 2015 195 países acordaron reducir las emisiones de gases de efecto invernadero con el objetivo de mantener la temperatura global promedio por debajo de 2 °C por encima de los niveles preindustriales, y perseguir esfuerzos para limitar el aumento a 1.5 °C. Cada país debe explicitar su contribución.

La economía política de la administración de mercado

El sector energético como un problema macroeconómico

Las crisis de abastecimiento energético, producto de los shocks petroleros de 1973 y 1979, cuando el precio primero se cuadruplicó y luego alcanzó un valor 10 veces superior al de la década anterior, hicieron que la escasez de energía escalara de un problema microeconómico a uno macroeconómico, afectando todas las variables relevantes de la economía (Nordhaus, 1980). Ante un aumento del precio de la energía, dada la inelasticidad de su demanda, el gasto energético de los hogares y las firmas aumenta, al mismo tiempo que se traslada a los precios de otros bienes y servicios. En suma, ambos efectos disminuyen el consumo. Como el desarrollo de las fuentes de energías alternativas no es inmediata, la necesidad de importar energía empeora la balanza de pagos, por lo cual el resultado es menor crecimiento, mayor inflación y un deterioro en la balanza comercial.

Las crisis energéticas o de abastecimiento están asociadas a la totalidad salvo una de las recesiones de la posguerra, al menos para Estados Unidos y la mayoría de los países desarrollados (Blanchard & Galí, 2010; Hamilton, 1983, 1996; van de Ven & Fouquet, 2017). Si la economía no se encuentra en pleno empleo, el sacrificio de crecimiento tiene un costo alto. En ese escenario, dejar que el mercado ajuste por precio tiene también consecuencias en la inflación (además de reducir la actividad). No obstante, la decisión de intervenir en el mercado no es gratuita. El fijar los precios regulados por debajo de los que prevalecerían sin intervención en-cadena toda una serie de eventos que, mal administrados, solo posponen los problemas que se busca evitar.

Es por eso que, ante la situación de escasez, las alternativas de política han seguido la lógica de decidir cuál es el mal menor. El primer problema que surge es el desdoblamiento del mercado entre energía vieja y la energía nueva. La energía vieja es la provista al momento de la intervención, a la cual se le fija un precio administrado en función del equilibrio previo al shock. En cambio, por definición, la energía nueva a incorporar en el futuro no puede tener el mismo precio, ya que fue justamente la expectativa de un aumento de precio inminente lo que propició la intervención. Entonces, el Estado deberá decidir cómo se abastece la demanda adicional de energía y a qué precio. Si el problema por el cual se interviene el mercado es de escasez, esta es abastecida inicialmente con más importaciones –porque la oferta local responde con rezagos– y aumenta el déficit de cuenta corriente.

El Estado puede decidir trasladar los precios más altos de la energía nueva o importada a de-terminados segmentos de demanda. Si, en cambio, el diferencial de precio en relación a la energía vieja es absorbido por el Estado, el déficit fiscal incrementa. La decisión de crear segmentos sin subsidio dependerá del impacto negativo en el nivel de actividad de los precios más altos de los combustibles alternativos.

A su vez, la caída de la producción local a los precios viejos requiere tomar medidas de incentivo. Pero no todas las políticas tienen igual efecto. Si los incentivos no logran aumentar la oferta a precios razonables, los problemas solo se posponen y en algún momento se debe decidir si se traslada el mayor costo a los usuarios (con el consecuente impacto inicial en la inflación), o si se amplían los subsidios para mantener el precio vigente (con el consecuente impacto fiscal).

Las posibles soluciones son microeconómicas

Si la razón para intervenir el mercado de energía es macroeconómica, las opciones de política para su administración surgen de las herramientas de la microeconomía. Existen tres experiencias tipo a partir de las cuales analizar la administración de mercados regulados. Las diferencias están determinadas por cómo se organizan los dos segmentos de energía –vieja y nueva– y qué relación tienen entre sí. Qué opción se elige entre estos tres modelos depende del objetivo de la reforma. De estas experiencias pueden extraerse lecciones de la microeconomía de las reformas relevantes para el caso de la Argentina. Estos tres tipos, descriptos a continuación, son: i) salir del paso; ii) mala asignación y iii) sendero dual.

Salir del paso

La primera experiencia surge como consecuencia de los shocks petroleros de la década del setenta, cuando en países desarrollados como Estados Unidos, entre otros, se consolidó el control de precios de los productos energéticos, incluyendo el petróleo. Por su parte, el gas y la electricidad, en ese entonces, ya se encontraban predominantemente regulados. El principal problema de escasez fue la oferta de gas, que por su naturaleza no podía ser fácilmente sustituida ni por otros productos ni por mayores importaciones. El instrumento de política utilizado fue definir precios administrados por segmentos de energía.

El incremento de energía también se encontraría regulada, pero reconociendo un precio mayor, en el caso de petróleo con acuerdos de suministro con países exportadores y el faltante en función de la paridad de importación. En los demás segmentos, como el gas o la electricidad, bajo la aprobación de nuevos contratos con el precio definido por el regulador, cuando implicaba un contrato a largo plazo, o autorizando contratos de autoabastecimiento. Los incentivos para aumentar la oferta energética serían transitorios y por un horizonte de tiempo a partir del cual se desregularían los distintos segmentos de energía.

Más de una década de restricciones de oferta, sumado a un cúmulo de regulaciones no siempre consistente, terminaron anticipando la desregulación total de los mercados. La principal razón fue la falta de respuesta de la oferta a los incentivos dados a la energía nueva, que tuvo como consecuencia la necesidad de administrar un volumen creciente de racionamiento a través de resoluciones administrativas (Katz, 1984; Mead, 1979).

Dos lecciones principales surgieron de esta experiencia. La primera es que, cuando no hay capacidad ociosa que permita aumentar rápidamente la oferta o existe escasez, la principal alternativa de gestión es racionar la demanda. Sin embargo, aun cuando existe una alternativa más costosa, como la importación, los actores económicos, todo aquel con capacidad para solicitar un subsidio, presentarán su caso para recibir una porción mayor de la oferta de energía subsidiada. En ambos casos el regulador asigna en función de las sucesivas demandas sectoriales. En retrospectiva, la asignación no es eficiente y la falta de criterio de quien recibe los precios subsidiados pone en duda la razonabilidad del esquema.

En segundo lugar, la lección más importante es que, a pesar de los incentivos, la oferta no necesariamente aumenta. Esto se debe a que, al no estar definida la demanda o los segmentos que debe pagar el mayor precio de la energía nueva, este mercado no se desarrolla. Todos los actores esperan a último momento para planificar su compra, ante la expectativa de ser incluidos en el mercado subsidiado de la energía vieja. En el caso de no serlo, racionarán su demanda, reforzando la necesidad de intervenir por parte del regulador para que decida quién accede a la oferta subsidiada. El resultado es que la eventual demanda incremental es acotada e insuficiente para incentivar la oferta

Mala asignación

La segunda experiencia fue la introducción de mercados competitivos en los países del exbloque socialista en la década del noventa. La política de liberalización adoptada, conocida como “Big Bang”, derivó en una mala asignación de la oferta energética. En ese entonces no existía un problema de altos precios internacionales, sin embargo, todos los precios locales estaban definidos administrativamente a niveles inferiores y se buscaba cómo reemplazar esta situación. La necesidad de introducir nuevos mercados ponía en discusión cómo hacer la transición: qué precios mantener administrados durante un tiempo (en valores anteriores a la reforma) y qué precios liberar bajo el formato de nuevos mercados.

Dado este escenario, la decisión fue liberar la oferta y la demanda, salvo para usuarios/as residenciales. Así, las empresas tuvieron que comprar la energía al nuevo precio libre, con la salvedad de, los insumos industriales de uso generalizado, mantuvieron precios regulados por un tiempo. En consecuencia, la oferta, que surgió del proceso de privatización y con libertad para vender, evitó atender la demanda residencial con precio regulado y a la industria, que, ante la imposibilidad de trasladar los costos de la energía a sus precios, incumplía con sus pagos, salvo que el gobierno interviniera.

El resultado fue una caída pronunciada y generalizada de la producción de energía y bienes ante la imposibilidad de coordinar la oferta y la demanda. La existencia de dos mercados de demanda, uno regulado y otro no, pero uno solo de oferta sin responsabilidad clara de cómo ser asignado fue una receta para el desastre (Lipton & Sachs, 1990).

La lección principal de estas experiencias es la mala asignación de los recursos. Si existe un segmento de la demanda con precio subsidiado, también debe existir una decisión administrativa sobre quién debe abastecer ese segmento. En el límite, si el precio regulado es inferior al costo de abastecimiento, aun cuando exista esta orden, como ser de asignación por cuota o proporcional a cada productor, el resultado esperado es que quien debe proveer la energía intente incumplir la orden o el compromiso.

Sendero dual

Por último, la tercera experiencia tiene en consideración lo que se conoce como la economía política de las reformas: prevenir que estas sean revertidas por aquellos que se ven perjudicadas por las mismas. En otras palabras, minimizar el impacto negativo sobre los usuarios de un cambio en los precios de la energía. La clave es introducir cambios por segmento y a distinta velocidad, estableciendo de esa manera un sendero dual de reformas. Las reformas en los mercados de electricidad y gas en América Latina, donde se mantuvo regulado el precio a los usuarios residenciales, o la experiencia reciente de China, adoptaron esta tipología. El lema entonces fue proceder con las reformas sin crear perdedores. (Lau et al., 2000; Sachs & Woo, 1997).

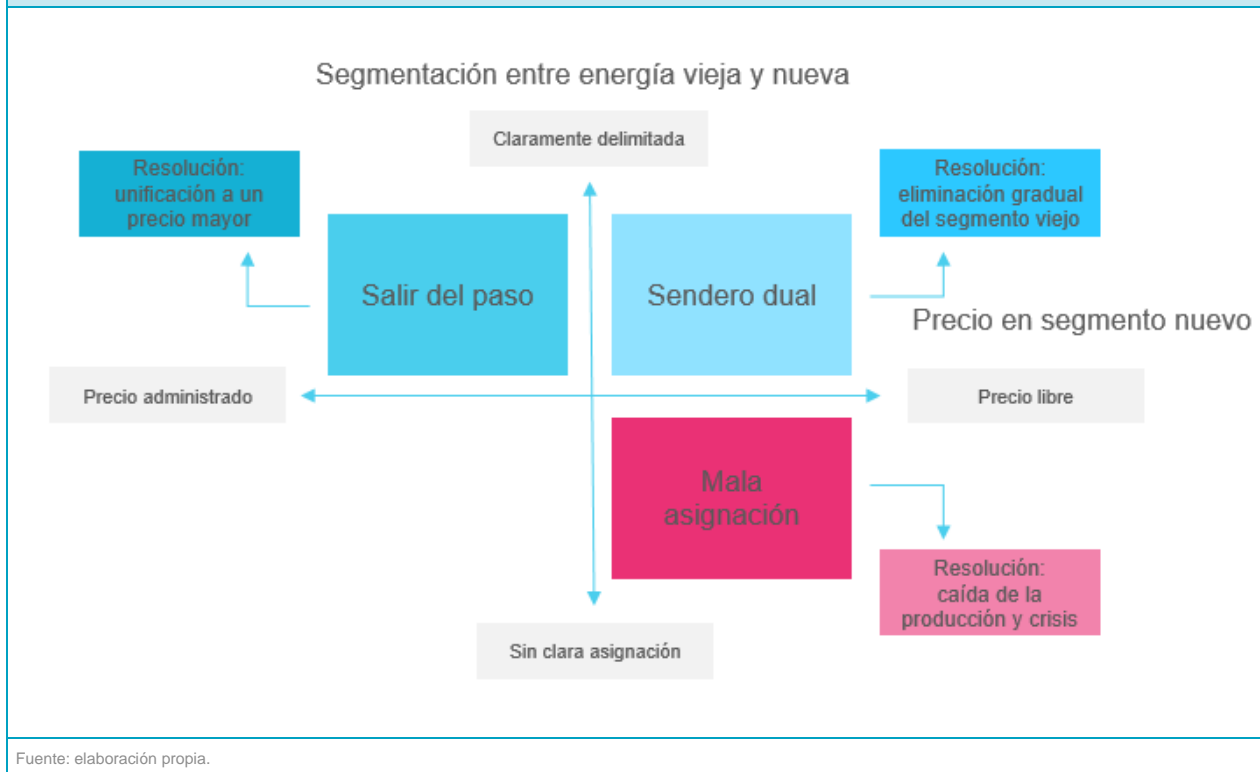
La energía vieja debe proveerse a los precios determinados administrativamente, que son por lo general los establecidos antes de cualquier reforma. Toda demanda a la que no le es asignada energía vieja, debe adquirirla a precios libres en el mercado de energía nueva. La diferencia de precio entre la energía vieja y nueva puede entenderse como un impuesto directo sobre la producción vieja de energía que luego es trasladado a la demanda en forma de un subsidio. Bajo este esquema, ambos segmentos están estrictamente segregados. Esto resulta necesario para evitar “evadir el impuesto”. Es decir, reducir la producción que abastece el mercado regulado y destinar la capacidad existente al nuevo mercado, que no tiene este impuesto. Es decir, puede vender a un precio mayor.

La comparación entre los tres modelos

Al observar los tres modelos mencionados, tres variables son particularmente relevantes: i) cómo se fija el precio en el mercado de la energía nueva; ii) cuál es la posibilidad

de evadir el control de precios en el segmento de energía vieja, que depende de la interrelación entre los dos segmentos; y iii) cuál ha sido el desenlace. Vale mencionar que estos casos representan tipologías y que en la realidad pueden subsistir aspectos de uno o más modelos en forma simultánea. A continuación, en la **Ilustración 1** se puede observar una síntesis de las conclusiones de los modelos de intervenciones reseñados.

ILUSTRACIÓN 1. Tipologías de segmentación de mercados de energía



Las experiencias de **salir del paso** y **sendero dual** comparten la estricta delimitación entre la energía vieja y la energía nueva, que es condición necesaria para evitar una fuga de la oferta vieja al mercado de demanda nueva, o su reducción, como sucede en el caso de la mala asignación. Esta fuga puede terminar en un severo racionamiento y colapso de la oferta. El mercado regulado, sin una asignación clara de quien lo debe proveer, es evitado por la oferta, lo que deriva en una escasez dentro de este segmento, mientras que la demanda liberada es insuficiente para sostener la producción. El resultado es un empeoramiento para todos los participantes.

Las experiencias de **salir del paso** definen precios administrados para la energía incremental por encima de los viejos, pero presumiblemente por debajo del precio de importación. Este esquema es útil mientras la escasez persista, pero enfrenta dos problemas. En primer lugar, no hay incentivos a desarrollar un mercado libre para el nuevo segmento si la señal de que se superó la escasez no es clara. Si la incorporación de la energía nueva se hace con sucesivos esquemas –más o menos efectivos– de fijación de precios, al regulador le corresponde la responsabilidad de abastecer toda la demanda en base a los incentivos que ofrece.

Cuando se llega al punto del racionamiento en distintos segmentos de la cadena, sea por falta de oferta incremental, por no haber previsto la infraestructura necesaria, o por cambios en la demanda, la opción de salida es la eliminación y unificación de todos los segmentos existentes. La frustración con la falta de respuesta, la economía política de la asignación de los beneficios sin un criterio de asignación racional, o arbitrajes

entre los segmentos apenas existe un mínimo de excedente, terminan decidiendo la situación a favor de la eliminación de la segmentación.

En las experiencias de **sendero dual o mala asignación** los precios para la energía nueva no son definidos administrativamente, sino en base a mecanismos de mercado: puede ser vía licitaciones a plazo o fijados libremente entre privados. El funcionamiento razonable del precio en el segmento nuevo es fruto de una que aumente la negociación entre privados. En ese sentido, conviven alternativas de contratos a largo plazo y al contado y su integración aumenta a medida que el tamaño del mercado regulado se reduce en relación con el nuevo. Por el contrario, si existe una mala asignación de recursos, por más que exista libertad para contratar en el nuevo mercado, el incentivo es desviar oferta del segmento viejo al nuevo, lo que tiene como resultado que este nuevo mercado no se desarrolle.

En todas las experiencias de segmentación lo que se busca es que la oferta reaccione ante el escenario de escasez y desarrollar un diseño de mercado en donde compitan los agentes privados, sea a través de contratos a plazo o en un mercado al contado. La segmentación entre contratos y precios al contado permite una asignación eficiente, en el sentido que solo quienes estén dispuestos a asumir riesgo de mercado actúan en el mercado al contado. El resto, por su parte, procurará abastecerse previamente con contratos de manera de eliminar el riesgo de precio, aunque con la libertad de revenderlo en el mercado al contado si obtiene un beneficio o si la energía comprada con el contrato es mayor a la energía demandada.

Por último, la decisión de mantener subsidios a ciertos segmentos de usuarios a través de transferencias directas o de suma fija que no modifican la decisión de compra es independizada de cómo se organiza el mercado. El precio regulado del segmento viejo es eliminado, dejando un solo precio que, si antes existió un segmento nuevo de energía, el nuevo precio del mercado unificado resulta menor.

Las consecuencias macroeconómicas de la política energética

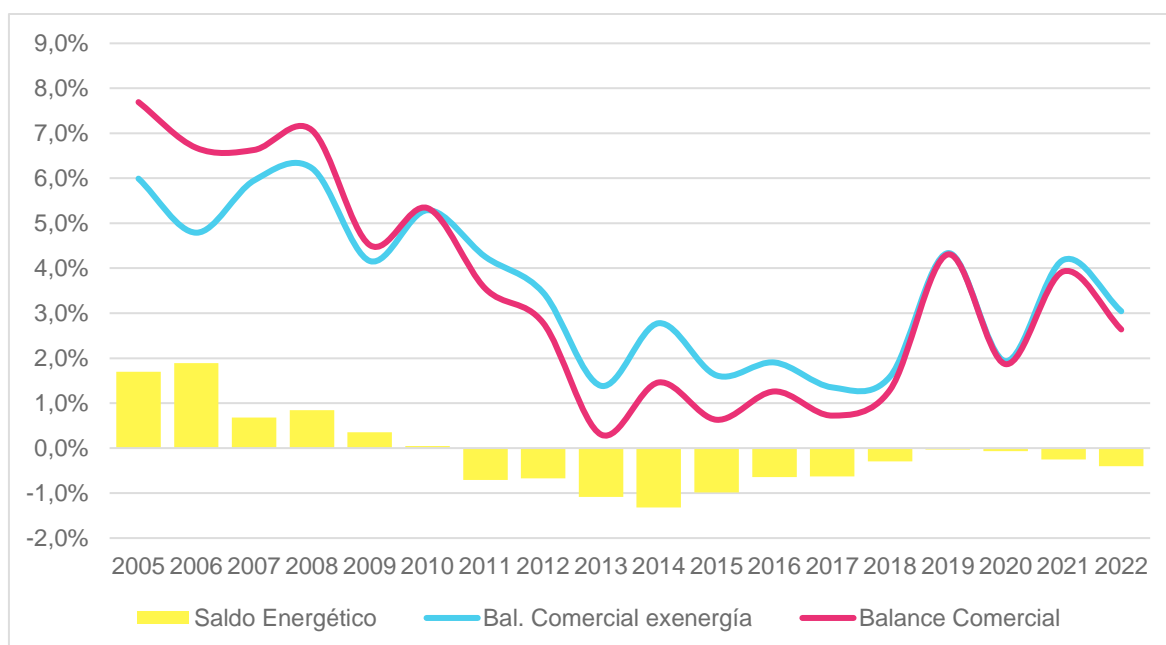
La visión común es que Argentina carece de una política energética. La multiplicidad de esquemas utilizados en el tiempo –muchas veces simultáneamente y con premisas contradictorias– avala esta impresión. La principal razón de estos vaivenes de política ha sido atender la urgencia macroeconómica del momento, pero sin haber resuelto satisfactoriamente los dilemas que enfrentaba. Ante el nuevo aumento de los precios internacionales, sin una oferta local suficiente, la política energética vuelve a colisionar con las restricciones macroeconómicas.

El déficit energético y la falta de dólares

La crisis del sector energético tuvo como principal impacto económico la reversión del saldo comercial energético, de un superávit de 1,5% del PBI entre 2004 y 2007 a un déficit de 1,4% del PBI en 2014, prácticamente 3 puntos porcentuales del PBI destinados a compensar la factura de importación de energía, como puede observarse en el **Gráfico 1**. Desde entonces el saldo energético fue revirtiendo el déficit hasta alcanzar un valor neutro en 2019 –a lo que contribuyó la caída de los precios internacionales– sin embargo, la tendencia volvió a revertirse una vez más y, con un ciclo nuevo de deterioro, para 2021 el saldo energético alcanzó un déficit de 0,3% del PBI. En 2022, como consecuencia de la guerra en Ucrania, el saldo de la balanza comercial es un déficit de 0,4% del PBI para los primeros seis meses, cuando todavía faltaban las mayores erogaciones por el consumo invernal.

La factura energética externa fue un factor determinante en el ciclo de estancamiento de los últimos años y es el elemento principal que explica la falta de dólares de la economía argentina. Si se observa la balanza comercial excluyendo el saldo energético, tuvo un descenso pronunciado entre 2008 y 2013 cuando alcanzó 1,31% del PBI. Desde entonces muestra un comportamiento zigzagueante en función de los distintos episodios de devaluación con recesión experimentados en esos años. Si se agrega el déficit energético, el ingreso de dólares comerciales en 2013, 2015 y 2017 es prácticamente nula, en los tres casos por debajo de 1% del PBI.

GRÁFICO 1. Balance comercial en términos del PBI de Argentina (2005-2022)



Fuente: elaboración propia en base a Balance cambiario del BCRA e INDEC.

El 2011 fue el primer año de déficit de la balanza comercial energética, producto del agotamiento del congelamiento de los precios internos y la provisión de energía adicional mediante importaciones a precios internacionales crecientes. En 2014, el saldo comercial energético alcanzó un déficit de USD 8.054 millones con importaciones en un valor superior a los USD 13.500 millones, como puede observarse en el **Gráfico 2**.

Las exportaciones de energía eléctrica y gas nunca fueron significativas. Las exportaciones de petróleo y sus derivados, al contrario, promediaron los USD 5.000 millones anuales hasta 2014, mientras que las importaciones, entonces, alcanzaron un máximo de poco menos de USD 10.000 millones, tanto en 2013 como en 2014. Precisamente en 2014 se alcanzó el máximo de importaciones, cuando se suman importaciones de gas natural por un valor de USD 3.716 millones, año en que el impacto negativo del sector energía sobre los equilibrios macro-económicos alcanza su valor máximo y comenzaron a materializarse una serie de iniciativas para revertirlos.

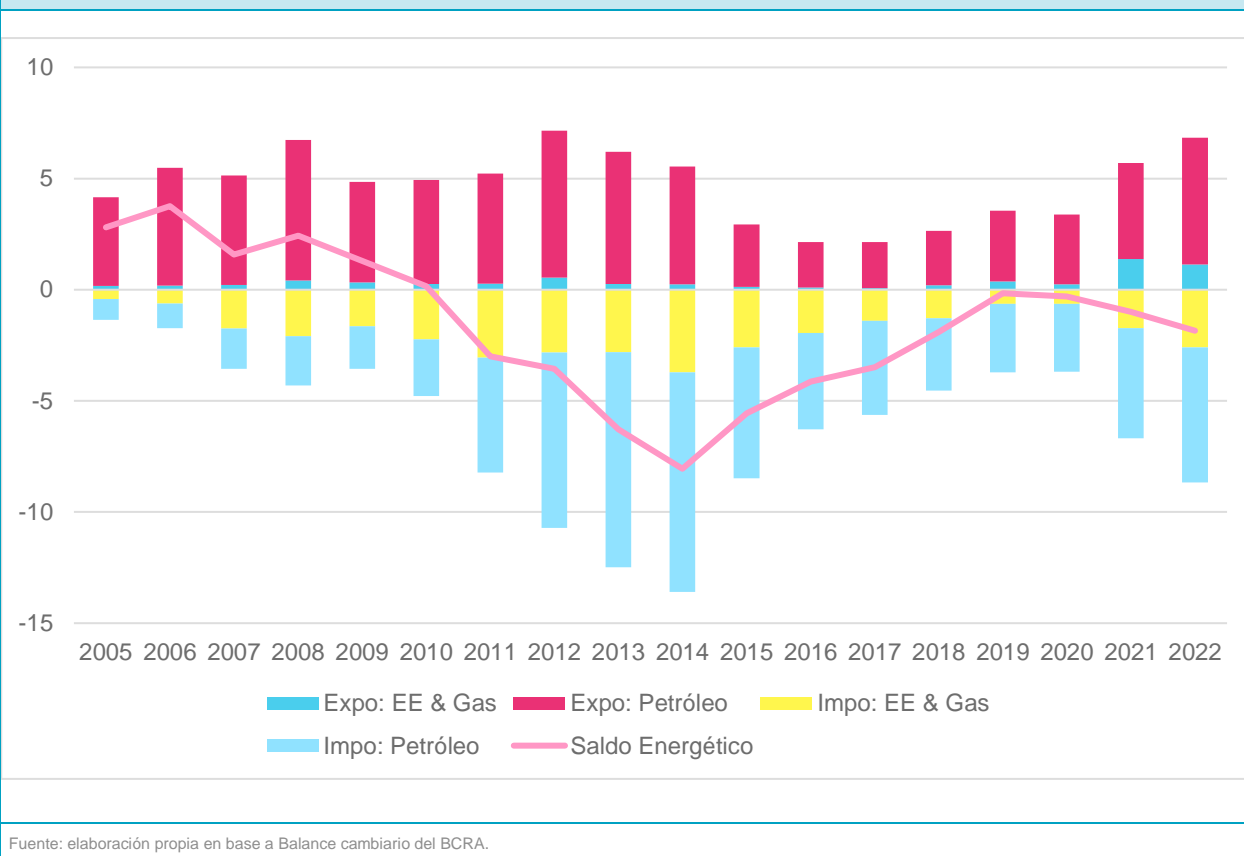
A partir del 2014 se comenzaron a observar los efectos de la política de **hacer todo, ahora, sin importar el costo**, iniciada a fines de 2012. Las importaciones de energía eléctrica y gas natural se redujeron a un promedio de USD 1.571 millones (valor que no se registraba desde 2016), y tuvieron un mínimo en 2020 de tan solo USD 631 millones. Para el caso del crudo y sus derivados, las importaciones también se redujeron significativamente, en parte, debido a un menor consumo para generación eléctrica, hasta alcanzar los USD 3.000 millones promedio en 2019 y 2020. A su vez, las exportaciones de petróleo comenzaron una curva ascendente, superando los USD 3.000 millones anuales desde 2019.

En 2021, el costo de importación de gas y electricidad fue de USD 1.729 millones, pero lo cierto es que el neto de exportaciones del sector (USD 1.379 millones) resulta en un balance negativo apenas inferior a los observados en los dos años anteriores. En el caso del petróleo también se observaron mayores importaciones, de USD 4.236 millones, con un déficit de la balanza comercial energética de USD 995 millones, el cual se vio

agravado en 2022: en el primer semestre, el saldo negativo ascendió a USD 1.839 millones, registro en el cual las compras de combustibles y las primeras facturas pagadas por la importación de gas natural tuvieron una injerencia clave.

La declaración de emergencia sectorial en 2020 y la reintroducción de precios administrados o subsidiados para todos los segmentos de energía revirtieron la tendencia de la mejora de la balanza comercial. En la actualidad, la guerra en Ucrania y el aumento de los precios internacionales probablemente lleve las importaciones energéticas a valores más cercanos a los observados entre 2012 y 2014, aun si las mayores exportaciones pueden compensar parte de este renovado déficit. De no revertirse esta tendencia, todo indicaría que se está en un nuevo ciclo de deterioro macroeconómico producto de la gestión energética.

GRÁFICO 2. Balanza comercial energética, base caja, en miles de millones de USD



La relevancia de los subsidios en el gasto estatal

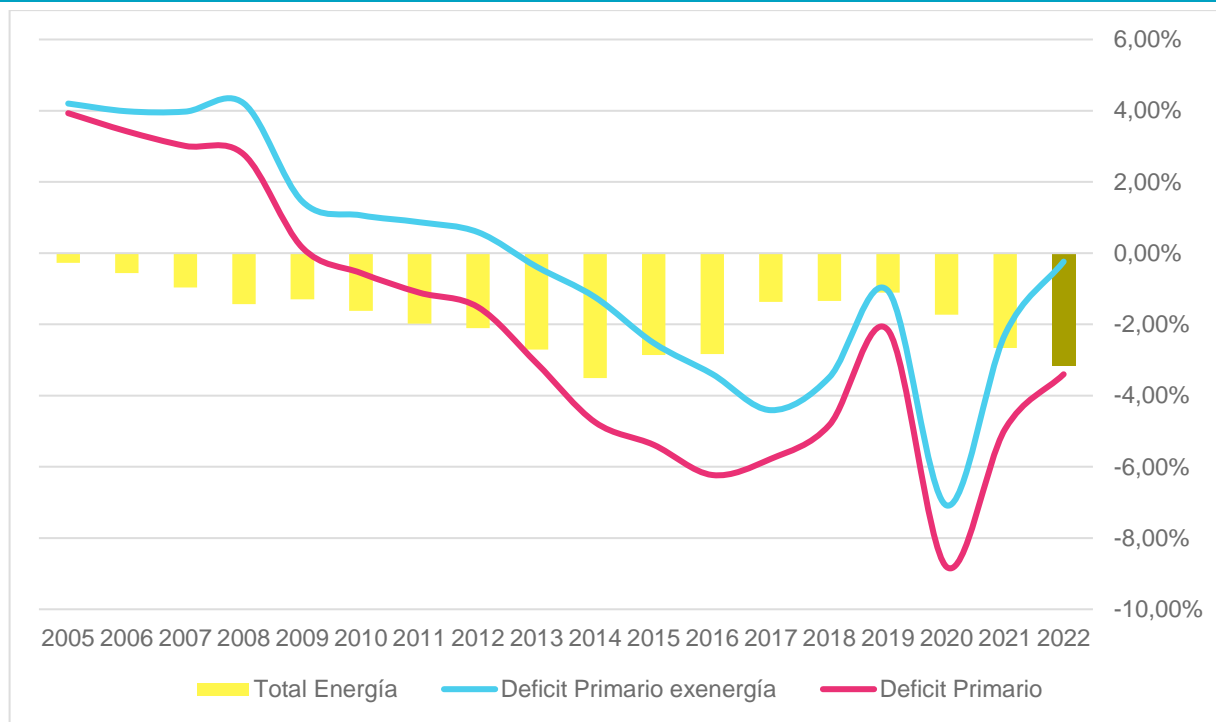
El resultado fiscal atribuido a los subsidios a la energía siguió el comportamiento del déficit comercial. En 2014, el máximo de subsidios sobre el PBI fue de 3,5%, cifra que se mantiene alrededor de 3,0% en los dos años siguientes, como puede observarse en el **Gráfico 3**. Incidentalmente puede apreciarse cómo el superávit fiscal, excluyendo los subsidios a la energía, se mantuvo hasta el 2014. En este comportamiento radicaba la idea de que para eliminar el déficit fiscal solo hacía falta eliminar los subsidios a la energía.

No obstante, la reversión del superávit fiscal entre 2005 y el máximo alcanzado en 2016 fue de 7,7 puntos porcentuales del PBI, período dentro del cual la contribución del aumento de los subsidios energéticos fue de 1,1 puntos porcentuales del PBI. Entre 2014 y 2017, el déficit primario excluido energía aumentó 3,1 puntos porcentuales del PBI y

la reducción de los subsidios se utilizó, en cierto sentido, para cambiar el gasto o reducir impuestos.

El congelamiento de las tarifas en 2019 y la posterior decisión de extender la emergencia energética explican el nuevo ciclo creciente de subsidios. La proyección a 2022 es que superen nuevamente el 3% del PBI, cifra superior la meta propuesta por el gobierno

GRÁFICO 3. Resultado fiscal y subsidios a la energía, en términos del PBI



Fuente: elaboración propia en base a Balance cambiario del BCRA e INDEC.

La apertura presupuestaria sobre los subsidios a la energía dificulta atribuir qué parte de los subsidios fueron a la demanda y qué parte a la oferta. Existen tres grandes conceptos, como puede observarse en la Tabla 1: los subsidios a la energía eléctrica otorgados a través de Cammesa; la compensación por la compra de gas natural a precios superiores a los de mercado –sea nacional o importado– y las transferencias a las empresas públicas. En otros se incluyen los subsidios directos a usuarios que tienen una incidencia menor sobre el total de subsidios.

El promedio anual destinado a subsidios, entre 2008 y 2021, fue 2% del PBI, lo que representa alrededor de USD 10,4 miles de millones anuales. En 2014, cuando se alcanzó el año de mayores subsidios (3,5% del PBI), todos los conceptos se vieron incrementados. La reducción en el período 2017/2019, si se mide contra el promedio de todo el periodo, es de 0,8 p.p. del PBI.

En 2020 comienza a revertirse la reducción de subsidios y en 2021 la partida presupuestaria destinada a Cammesa es la que más crece. Los subsidios a la provisión de gas natural como a las empresas públicas se mantuvieron en el rango promedio de todo el período y muy por debajo del valor alcanzado en 2014. Si en 2021 el total de subsidios ascendió a 2,7% del PBI, el consenso es que en el 2022 estén arriba de 3% del PBI. En cualquier caso lo más probable es que superen los USD 15 mil millones.

TABLA 1. Subsidios discriminados por uso, en términos del PBI y total de mil millones de dólares (2008-2021)

	Promedio (2008-2021)	2014	2014 vs. Promedio	Promedio (2017-2019)	2017-2019 vs. Promedio	2021	2021 vs. Promedio
Energía eléctrica	1,1%	1,6%	0,5 p.p.	0,7%	-0,4 p.p.	1,6%	0,5 p.p.
Provisión de gas	0,5%	1,1%	0,6 p.p.	0,4%	-0,2 p.p.	0,6%	0,1 p.p.
Del cual importación es:	0,4%	0,9%	0,5 p.p.	0,2%	-0,2 p.p.	0,3%	-0,1 p.p.
Empresas públicas	0,4%	0,8%	0,4 p.p.	0,1%	-0,2 p.p.	0,3%	-0,1 p.p.
Otras	0,1%	0,0%	0,0 p.p.	0,1%	0,0 p.p.	0,1%	0,1 p.p.
Total	2,0%	3,5%	1,5 p.p.	1,3%	-0,8 p.p.	2,7%	0,6 p.p.
Total mmu\$	10,40	21,47	11,07	7,41	7,39	10,36	10,34

Fuente: elaboración propia en base a Ministerio de Economía y Secretaría de Energía.

El déficit fiscal atribuido a los subsidios a la energía sobrevivió a la reversión de la cuenta ex-terna energética, al sustituir mayoritariamente la factura de importación por los incentivos a la producción incremental. La contribución del aumento de las tarifas a la reducción del déficit no se puede obtener con precisión a partir de los datos disponibles, pero ciertamente no fue el único o principal componente que hizo un aporte.

El mayor ahorro proviene de la caída de los precios internacionales en relación con los precios del gas pagado en el mercado local, ya sea viejo o nuevo. Este variable permitió aliviar la restricción externa, sin perjuicio de la mejora de la producción que permitió revertir la caída experimentada en los años anteriores. En la actualidad, el nuevo ciclo de alza de precios inter-nacionales revierte la mejora en el nivel de importaciones y vuelve a poner en riesgo el equilibrio macroeconómico.

Subsidios e inflación

La lógica de intervenir el mercado de energía refleja mayoritariamente la decisión de no trasladar a los precios las consecuencias negativas de una escasez o necesidad de racionar la oferta energética. Si la situación es transitoria, es razonable esperar un período de adaptación de la nueva oferta y posterior unificación del mercado a un precio competitivo.

Sin embargo, en Argentina existe otra razón para intervenir el mercado energético. La decisión de establecer un monto creciente de subsidios como política antiinflacionaria puede interpretarse también como una política de ingresos, como fue analizado por Canitrot (1975). Si bien los subsidios buscan incidir en la distribución del ingreso de forma indirecta, la mejora es en la mayoría de las veces de corta duración si no logra resolver la sustentabilidad de los déficits a largo plazo. La intuición de Canitrot fue

explicitada teóricamente por Heymann y Canavese (1988) y estimada empíricamente en retrospectiva para el periodo 1983-1990 por González (1990).

Los costos de corto plazo de cambiar los precios relativos son evidentes, pero la implicancia de la política pública de aumentar los subsidios no lo es. Si este atraso es financiado con la monetización del déficit, el efecto neto sobre la inflación es solo transitorio. Las estimaciones para el período inflacionario previo a la convertibilidad muy probablemente no sean extensivas a la situación actual, pero sirven de referencia. El resultado en ese entonces dio cuenta de que aproximadamente el 40% del aumento real de las tarifas se traslada a la inflación de corto plazo pero que pasado el aumento inicial, el efecto es la reducción de la inflación en al menos la mitad del aumento real. Ahora bien, si continúa la política de incrementar los subsidios, el 57% de la mayor emisión para financiar la política se traslada a precios. El efecto neto de un incremento en los subsidios financiado con mayor emisión es aumentar la inflación de corto plazo.

Las razones microeconómicas de la política energética

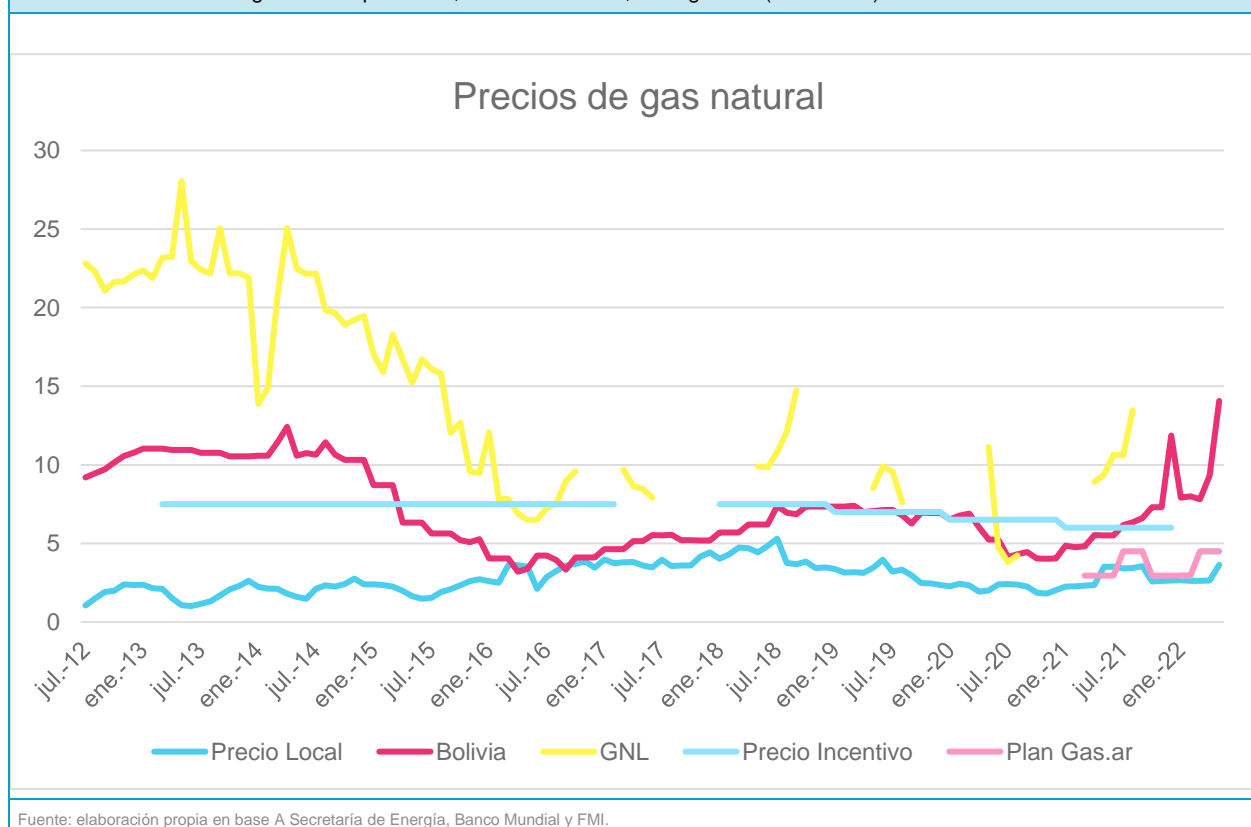
Desde la perspectiva del Estado, la variable relevante es el costo total del sector, para luego decidir qué parte se traslada a los usuarios en forma de precio y cuál es financiada mediante transferencias fiscales. Este costo total depende, a su vez, de las decisiones de fijación de precio para la energía vieja y nueva, y cuando la energía producida localmente es insuficiente, los precios de importación.

El mercado de gas natural

A continuación, en el **Gráfico 4**, puede observarse la evolución de los precios del gas natural por fuente, la cual lamentablemente no cuenta con una desagregación disponible antes de 2011, pero el período considerado es representativo del alza del precio del GNL a nivel internacional luego del accidente nuclear de Fukushima, que fue la razón de la reversión del saldo comercial externo energético.

Existen cinco precios relevantes para obtener el costo total del sistema. El primero es el precio local pagado por la demanda. Hasta el 2021 corresponde a la energía vieja. El segundo es el precio incentivo, que se compone de una parte pagada con subsidios y fue fijado inicialmente en 7,5 USD/MMBTU entre 2013 y 2017. Los incentivos se discontinuaron por un breve período en 2017 y se volvieron a introducir solo para la producción no convencional, como veremos a continuación. El Plan Gas.ar es el último esquema de precio para la oferta local y fue introducido en 2021. Frente a estos precios internos, se puede observar dos precios para el gas importado, el pagado a Bolivia y por el GNL. Los precios importados, tienen siempre mayores valores comparados al precio local e incluso en la mayoría del tiempo al precio incentivado

GRÁFICO 4. Precios de gas natural por oferta, en USD/MMBTU, en Argentina (2012-2022)



Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía, Banco Mundial y FMI.

El Estado, siguiendo el modelo de sendero dual, había establecido acuerdos de precios para el gas viejo (el precio local) que era asignado a la demanda prioritaria. Esto es, la demanda residencial y comercial. El resto de los usuarios: las industrias y el consumo de gas para transporte, debía obtener su abastecimiento incremental a un precio libre.

El nuevo mercado nunca se desarrolló. En un primer momento, por el bajo precio asignado a la energía vieja, la producción de gas comenzó a declinar. A fin de enfrentar este escenario el gobierno tomó dos decisiones: la menor oferta fue asignada casi en su totalidad a la demanda prioritaria en invierno y, ante la falta de respuesta a los primeros incentivos, el faltante de gas se cubrió con importaciones, aunque lo hizo absorbiendo o subsidiando la diferencia de precio con el mercado local.

Al carecer de una delimitación clara de cómo abastecer la demanda vieja el resultado fue el esperado para la mala asignación de la oferta. La mayor asignación de gas a la demanda prioritaria en invierno hacía que el productor recibiera un menor precio cuando más escaseaba el gas –con valores de 1 USD/MMBTU, por la mayor ponderación sobre la oferta local que tenía la demanda prioritaria– y cuando el consumo de este segmento se reducía en el periodo estival, el precio ofertado en el mercado local podía llegar a 2,3 USD/MMBTU.

La supuesta libre producción incremental terminó siendo absorbida por el aumento de la demanda prioritaria en los mercados con precio regulado más bajo. La falta de delimitación respecto a quién abastecería a la demanda vieja y la nueva deprimió los precios recibidos por el productor y les privaba de vender en el mercado nuevo. Si la oferta de gas total era insuficiente, el consumo de gas para generación eléctrica –donde Cammesa actúa como comprador– era reemplazado por las importaciones de derivados de petróleo o por las de GNL.

El efecto fue una nueva falta de segmentación entre mercados. Cammesa actuaba como pro-veedor de última instancia para la industria durante todo el año, aumentando la oferta cuando este sector, que presumiblemente compra en un mercado a precio libre, no encontraba oferta. El mercado para energía nueva nunca reflejó la situación de escasez, ni los usuarios industriales tuvieron necesidad de garantizarse su abastecimiento.

La situación de caída de la oferta propia de un mercado donde prevalece la mala asignación llevó a introducir en 2013 los llamados Plan Gas con precio de incentivo para el gas nuevo. Este nuevo precio de 7,5 USD/MMBTU es propio del modelo salir del paso y fue la solución para revertir los esquemas vigentes. Este precio era marcadamente inferior a los precios internacionales. No obstante, sí tenían como objetivo principal reemplazar importaciones para reducir el costo y los subsidios. El ahorro duró hasta mediados de 2015 cuando el precio incentivado se ubicó por arriba del costo de Bolivia e incluso llegó a estar brevemente arriba del GNL a mediados de 2016.

La conclusión de la política previa a la introducción de los incentivos fue atribuir el resultado de la caída de producción a una etapa inevitable de declinación, iniciada mucho tiempo antes. Esta elección entró en crisis con la factura creciente de importación por los altos precios del GNL entre 2013 y 2014 (Farina et al., 2020).

La decisión, ateniéndonos a la tipología propuesta, fue modificar la organización del mercado desde 2013. En esta etapa se resolvió la segmentación de mercado de forma efectiva: no había tiempo para desarrollar un mercado de energía nueva. El consumidor seguiría pagando el mismo precio regulado por todo su consumo y el diferencial lo absorbe en su totalidad el Estado. De esta manera, el productor no tuvo incertidumbre sobre el precio a cobrar como sí la tuvo en la etapa anterior.

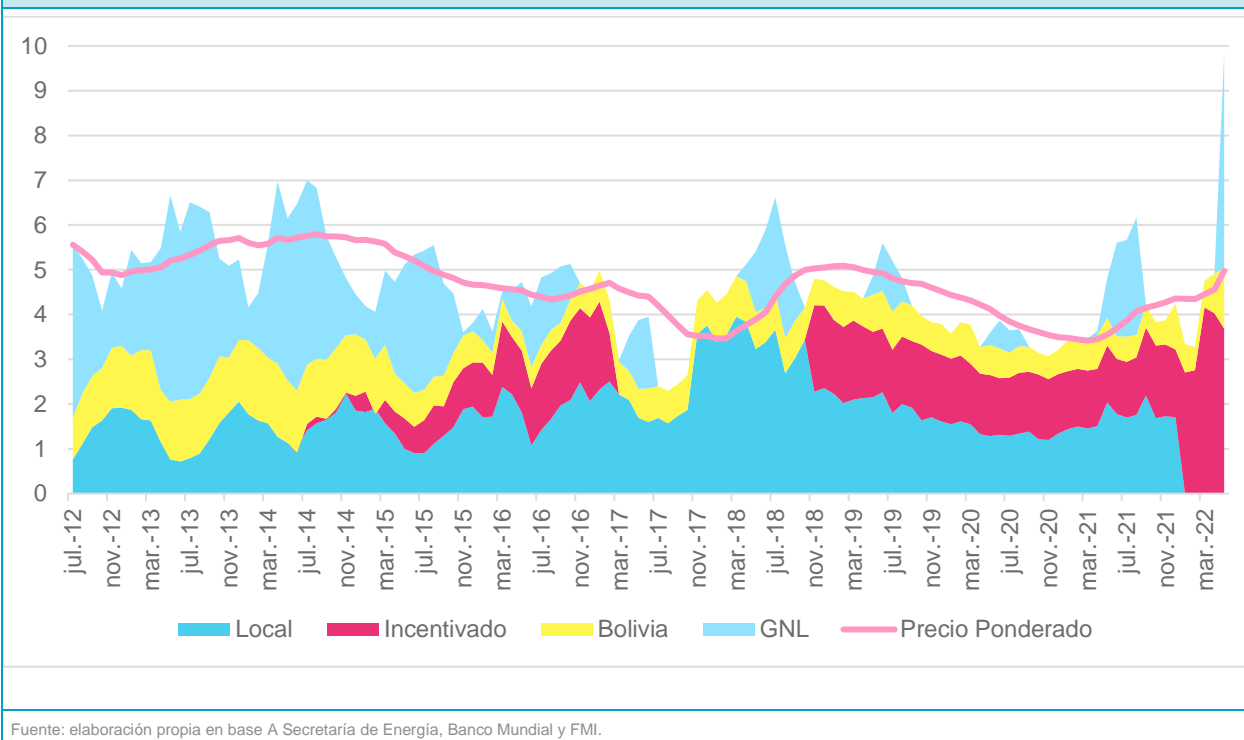
El éxito de la oferta a responder a los nuevos precios consolidó la idea de que los incentivos –ahora sí– aumentarían la producción. Sin embargo, para 2017 el objetivo de política había cambiado y ahora también se buscaba reducir el déficit fiscal. Al inicio

del año se discontinuó el precio con incentivo, atendiendo a que el precio local había aumentado. Pero la unificación no generó un precio atractivo para aumentar la oferta. Luego de un año, los subsidios se volvieron a introducir cuando la producción tuvo una importante disminución, pero sin delimitar a quién debería venderse la oferta incremental subsidiada, dando lugar a los problemas de la mala asignación.

El nuevo Plan Gas.ar, introducido en 2021, fue un nuevo intento de reorganizar el mercado. Si bien el anterior Plan Gas había deprimido los precios al punto tal que la oferta convencional y no incentivada se redujo amenazando el abastecimiento local, la respuesta de la oferta no convencional fue tal que reordenando el mercado puede esperarse que razonablemente la oferta responda a un precio competitivo. Este nuevo sendero dual busca que la demanda incremental sobre lo contractualizado en el Plan Gas.ar desarrolle el mercado de energía nueva.

Una forma efectiva de representar los cambios de la política sobre el gas natural puede observarse en el **Gráfico 5**. Este muestra el costo total del gas ingresado en el sistema de transporte ponderado por su participación. Es decir, el costo real pagado por la sociedad, sea a través de tarifas o transferencias del Estado.

GRÁFICO 5. Costo del gas natural e incidencia por fuente, en USD/MMBTU, en Argentina (2012-2022)



La evolución del precio ponderado por la producción explica los cambios de política en el mercado de gas. Cada innovación se introdujo o bien porque el costo total para el Estado crecía, o porque la ausencia de incentivos hacía disminuir el precio, pero también la producción.

Entre 2011 y 2014, la estacionalidad invertida de invierno, producto de la mala asignación, redujo el costo ponderado de la oferta local y ayudó a compensar las mayores importaciones, pero sin ser suficiente para evitar un encarecimiento del costo total. El GNL tuvo una ponderación creciente hasta 2014, que aumentaría el déficit fiscal y externo. Así, se convirtió en el principal costo del aprovisionamiento del gas. En ese entonces, el precio promedio anual pagado por la sociedad con tarifas o subsidios alcanzó su máximo valor, de 6 USD/MMBTU.

El cambio de un diseño de mercado típico de la mala asignación a uno de salir del paso permitió comenzar a reducir el costo total de aprovisionamiento, en donde la oferta local desplazó mayoritariamente a la importada. La decisión de reducir los subsidios al inicio de 2017 hizo que se discontinuara el precio con incentivo, atendiendo a la mejora del precio pagado a la oferta vieja, en un intento de unificar el mercado.

La unificación no se sostuvo, pues entre Enarsa y Cammesa se siguió actuando como regulador de la oferta de gas local al revender el gas importado, lo que impedía que se desarrollara una oferta para la demanda incremental. Luego de un año sin incentivos públicos, se volvieron a introducir cuando, si bien se había logrado reducir el costo total, la producción tuvo una disminución considerable.

La reintroducción de los incentivos a través de un nuevo esquema tuvo el efecto esperado sobre la producción, pero el resultado no deseado propio de una mala asignación fue la disminución en el precio del gas viejo. Entre agosto de 2018 y mediados de 2020, el precio local del gas descendió de un máximo de 5,3 USD/MMBTU a un valor de menos de 2 USD/MMBTU. Nuevamente, la falta de demarcación de quién debe abastecer el mercado de energía vieja y nueva fue la razón de esta caída, pues el gas nuevo, por recibir el subsidio, podía venderse más barato que el gas viejo.

El costo total más económico se obtuvo en junio de 2021 en un valor anual de 3,6 USD/MMBTU, como consecuencia de congelar los precios a las distribuidoras en 2019 ante la crisis cambiaria y la reducción de las importaciones, especialmente de GNL. En un inicio se volvió al acuerdo de precios diferenciados por segmento, en lo que se suponía sería un período de transición.

El siguiente paso fue eliminar los precios administrados de toda la oferta de gas y unificar en un único mercado una licitación por el total de la oferta local existente, propia del sendero dual, pues cualquier oferta adicional debería pactarse libremente entre las partes. Por unificación se entiende la convivencia de un mercado de contratos –el Plan Gas.Ar más los que fijan los privados– y un eventual mercado al contado para los excedentes, donde el Estado decide el nivel de subsidio sin afectar el precio. La innovación es haber vuelto, conscientemente o no, a intentar una experiencia de sendero dual.

Esta unificación se realizó cuando la oferta pudo demostrar reacción ante los incentivos que produjo la etapa previa de segmentación entre energía vieja y nueva. Para que el mercado se consolide, es necesario que exista un mercado libre. Su desarrollo depende de evitar los errores del pasado, como los sucedidos a partir de 2011, que resultan en el retorno a un esquema de salir del paso si esto no pasa o directamente revertir las reformas si surge una mala asignación de la oferta.

Es remarcable que en el mercado de gas natural se transitaron todos los modelos presentados, hasta culminar en un nuevo intento de establecer un sendero dual en donde la demanda incremental negocie libremente su precio. El gas natural es la principal fuente de energía para consumo interno, del cual también depende el precio de la electricidad. Cada cambio de modelo estuvo motivado por un costo total de suministro creciente, es decir, por un mayor déficit fiscal o externo, o porque la resolución del esquema producía una reducción de la oferta, al nunca haberse desarrollado un mercado nuevo con profundidad suficiente para que los usuarios pacten su abastecimiento.

Electricidad

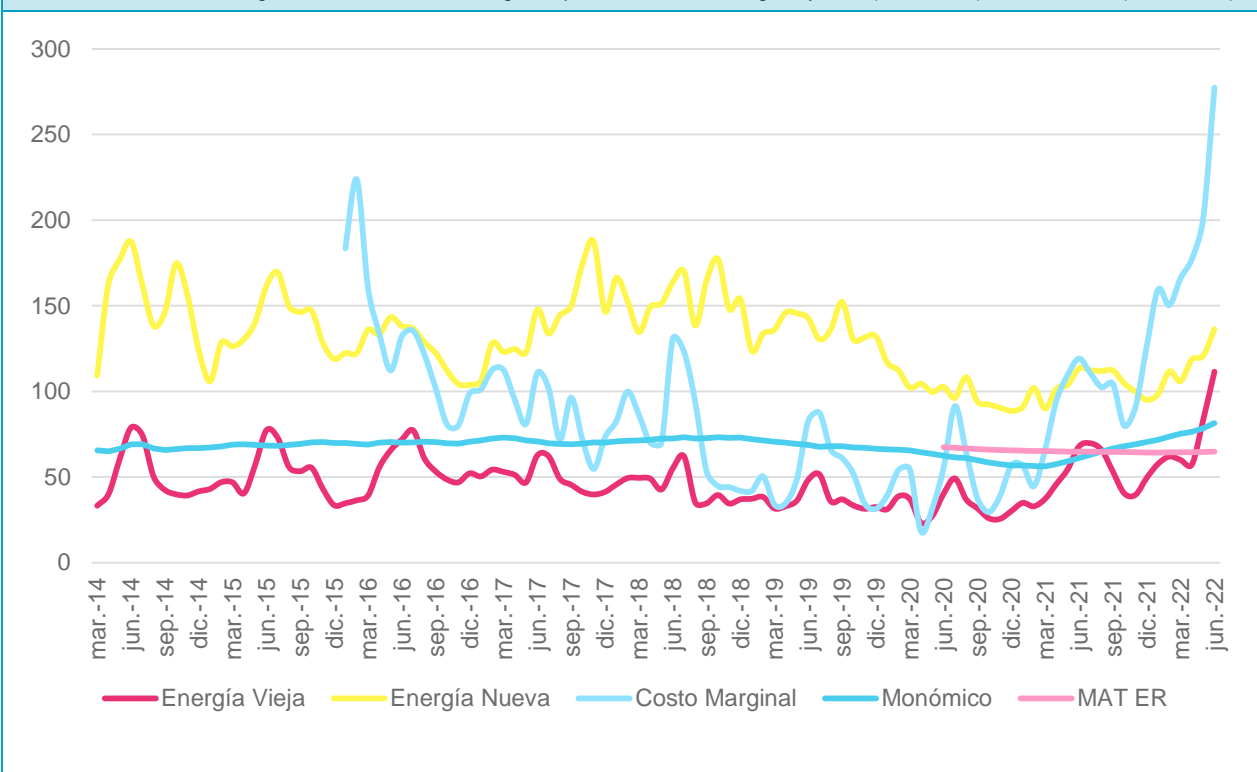
En electricidad la diferenciación entre energía vieja y energía nueva se mantuvo relativamente constante durante todo este período. Las principales innovaciones no estuvieron en cómo remunerar la energía vieja, sino en los esquemas introducidos para aumentar la oferta nueva. Estos nuevos mercados fueron mayoritariamente del tipo administrado, pues los intentos de crear mercados libres privados, propio del esquema de sendero dual, fueron acotados.

Los precios viejos y nuevos de la energía eléctrica necesitan ser reconstruidos ya que la información que presenta Cammesa no es útil para esto. El precio publicado por Cammesa es el monómico, pero este es más que nada una sumatoria de costos, no siendo un precio al que la demanda pueda comprar. El **Gráfico 6** muestra una estimación propia del costo de la energía vieja y nueva en base a la asignación de la generación de cada central a uno de los dos segmentos.

La energía vieja corresponde a la generación existente previa a 2008, y la variación intra-anual corresponde al costo del combustible. Este precio fue insuficiente para incorporar nueva oferta, ya que refleja mayoritariamente el costo de combustible de la oferta térmica. Es decir, el costo del gas natural o los combustibles alternativos importados.

La energía nueva es la adquirida por Cammesa y no incluye los esquemas entre privados. Existió un esquema donde se suponía los grandes usuarios podían contratar su energía incremental en un mercado creado a ese efecto: energía plus. Por la demanda vieja seguirían pagando la energía subsidiada, pero no así por la nueva. Este esquema no resolvía, sin embargo, quien debería abastecer la demanda incremental del segmento regulado, mayoritariamente residencial y Pyme pero que también incluía grandes usuarios. Esta demanda era cubierta por iniciativa del Estado a través de Cammesa, al introducir los contratos de abastecimiento a largo plazo en dólares, para atender la demanda incremental de las distribuidoras.

GRÁFICO 6 Costos de la generación eléctrica: energía vieja, nueva, costo marginal y total (monómico) en USDMWh (2014-2022)



Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía.

El objetivo del mercado de energía plus era seguir subsidiando la energía heredada o vieja pero que los usuarios pagasen el precio pleno de la energía nueva, en línea con la experiencia de sendero dual. Esta política se abandonó ante la falta de gas local y debido a que los precios internacionales a los cuales el Estado comenzó a importar energía eran extraordinariamente altos como para trasladarlos a contratos privados.

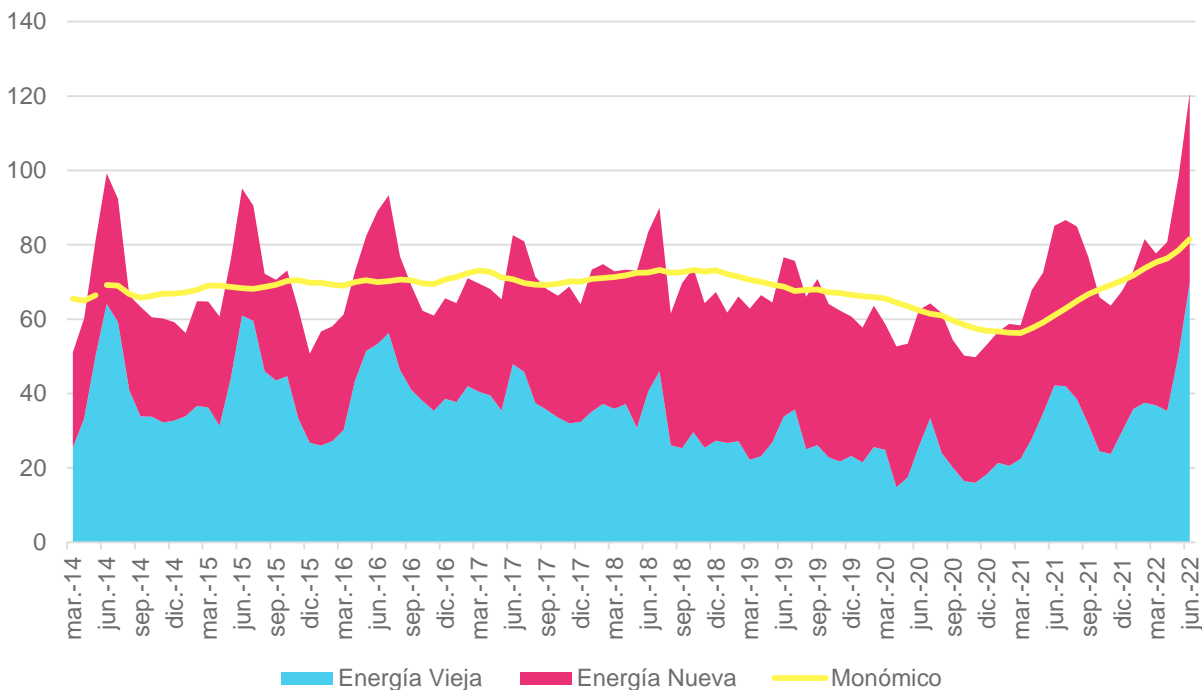
El resultado fue subsidiar toda la diferencia de costo comparado con el precio de la energía vieja.

El mercado de energía nueva, por fuera de los contratos validados por Cammesa, siguió siendo marginal. Existió un segundo intento en 2015 de aumentar los contratos entre privados como parte de la Ley 27.191 de incentivos a la energía renovable, y es parte de las soluciones propuestas para cumplir con los compromisos del acuerdo de París. Esta experiencia derivó en el mercado a término de energías renovables o MATER. No obstante, más allá de la falta de infraestructura actual para incorporar nuevos proyectos, solo los grandes usuarios que ya pagan el precio monómico tienen incentivos a contratar directamente su demanda. El resto de los usuarios, que es atendida por las distribuidoras, independientemente de su tamaño, debe renunciar a los subsidios trasladados en la tarifa.

El precio de la energía nueva refleja los pagos para asegurar que existan máquinas con suficiente potencia para abastecer las horas de mayor demanda, además del costo de combustible asignado por Cammesa. Mientras hubo máquinas insuficientes, cualquier incorporación de nuevas centrales tenía un costo menor al de utilizar las máquinas existentes más ineficientes, reflejado en el costo marginal. Eso explica la fuerte incorporación de potencia térmica en el período entre 2008 y 2021, de más de 25.000 MW.

La relevancia de la energía vieja y su bajo costo explica la baja volatilidad del costo total del sistema, como puede observarse en el **Gráfico 7**. La energía vieja durante el período 2014 a 2022 representa en promedio el 74% del total de la oferta y nunca fue inferior al 54%. El precio promedio pagado al generador para la energía vieja es 46 USD/MWh, mientras el precio pro-medio pagado para la energía nueva es 133 USD/MWh o 2,9 veces la primera.

GRÁFICO 7. Incidencia de la energía vieja y nueva en el costo total de energía eléctrica (monómico) en USD/MWh (2014-2022)



Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía.

La incidencia en el monómico de las 3/4 partes de la energía generada (energía vieja) al precio mencionado, promedia 34,5 USD/MWh o el 50% del costo total de energía para el período. Dicho de otra manera, expandir la oferta para garantizar el abastecimiento y aportar el otro 25% de la generación tuvo el efecto de duplicar el costo de generación y la diferencia hubiera sido mayor si al vencer los contratos iniciados en 2008 estos no hubieran revertido precio administrado de la energía vieja.

En este caso el bajo precio de la energía vieja sí permitió que el monómico se mantuviese estable en torno a los 72 USD/MWh. El esquema de salir del paso con los contratos de Cammesa no tuvo un costo creciente para el sistema. Solo cuando la reducción del precio del gas se trasladó al costo marginal –que también mejoró porque la oferta renovable desplazó generación térmica– el monómico comenzó a descender hasta alcanzar un mínimo de 57 USD/MWh. Esta reducción se revirtió por dos razones. Una coyuntural, la menor oferta hídrica, pero la otra responde a la relevancia que tiene todavía hoy la importación de gas natural y combustibles líquidos. El alza actual es producto del alto costo de los combustibles importados, que han llevado el costo marginal a valores máximos y elevados el promedio anual del monómico a 81 USD/MWh, el más alto de la serie, sin haber completado el impacto del invierno.

La continuidad del esquema de salir del paso se explica porque la incorporación de generación nueva no aumentó el monómico. En ese sentido no hubo incentivos para cambiar el esquema. El bajo precio pagado a la generación eléctrica vieja, y el hecho de que esta tenga una incidencia menor en el costo total explica por qué se pudo acomodar el costo creciente de la energía nueva.

Si bien para la oferta incremental se utilizaron esquemas competitivos y se introdujo un mercado a término renovable, nunca se pudo desarrollar un mercado libre. Cuando los contratos vencen –como los firmados hace más de 10 años–, estos revierten al precio de la energía vieja, razón por la cual el resultado de expandir la oferta bajo el esquema actual es precios más altos en el segmento de la energía nueva, que solo duran el período del contrato.

La persistencia de la segmentación

La existencia de una oferta de energía vieja y otra nueva a precios más altos es un rasgo característico de todo el período analizado. Aun cuando el Estado con su intervención haya ido convalidando precios más altos para la nueva energía, nunca previó ni el traslado a los usuarios ni cómo sería el desenlace de la separación entre energía vieja y nueva. Cada vez que en el mercado de gas estuvo la idea de aplicar un sendero dual, el mercado libre nunca llegó a materializarse.

Debido a esta falta de horizonte se aplicaron los esquemas de mala asignación en gas y salir del paso en electricidad que implosionaron entre 2013 y 2014, o la caída de la producción en 2017, cuando se quiso unificar el mercado de gas. De este modo, el propósito de incentivar la producción nacional respondió a la falta de dólares y tuvo en ambas oportunidades la feliz coincidencia de una reducción internacional del costo de generación renovable luego de aprobada la ley de incentivos en 2015, la baja del costo del precio internacional del GNL y el éxito comercial en la explotación de los recursos no convencionales.

Cada ciclo de incentivos estuvo determinado por la disponibilidad de recursos fiscales, que a su vez tienen una relevancia secundaria cuando la factura externa de importación crece. Pero si la experiencia internacional indica que la separación entre energía vieja y nueva es producto de una situación de escasez, en el caso argentino se confunde con una política deliberada de transferencias de recurso a los usuarios.

Este doble objetivo es parte de la explicación de que nunca se haya logrado recrear las condiciones para un mercado libre de energía, a pesar de los múltiples intentos. En la

situación actual del mercado de energía conviven una serie de mecanismos establecidos en oportunidad de cada plan o medida para compensar o no trasladar a la demanda los mayores precios de la energía.

El resultado es que conviven esquemas con lógicas muy distintas, entre ellas: i) subsidios directos a los usuarios (como el programa Hogar de garrafas); ii) subsidios a la demanda definidos en los precios de gas o electricidad trasladados a las distribuidoras, iii) subsidios a través de menores precios en la compra por parte de Cammesa de energía eléctrica de la energía vieja; iv) subsidios entregados a Cammesa cuando las distribuidoras no pueden pagar el precio -ya subsidiado- estacional; v) subsidios, de forma indirecta, cuando Cammesa regula el costo de oportunidad de comprar energía eléctrica o gas natural en el mercado privado; y vi) algunos esquemas aún vigentes, incluyendo los de promoción, que buscan ser ampliados con propuestas como el decreto sobre la producción incremental de hidrocarburo.

Parte del problema es la falta de un criterio sobre qué precio es razonable que pague la demanda. El ejemplo principal es el flamante Plan Gas.Ar, que tiene un precio promedio inferior a 4 USD/MMBTU, un precio razonable dada la historia, y sin embargo todos los usuarios atendidos por las distribuidoras lo reciben con subsidio. A su vez, no existe un mecanismo claro sobre la compra excedente de las distribuidoras por arriba de la pactada en los contratos del Gas.Ar, y nuevamente se decidió no trasladar el costo de importación creciente a la industria, al reducir el gas entregado a Cammesa.

En cuanto a la energía eléctrica también se observan precios competitivos en la oferta renovable en el mercado a término creado en 2015, lo mismo sucedería con la oferta térmica a los precios de gas natural del Plan Gas.Ar si se autorizaran estos contratos. No obstante, la posibilidad de ampliar la oferta está condicionada por dos razones: la falta de infraestructura para habilitar nueva tecnología para el desarrollo de renovables y la reticencia a que más empresas dejen de comprarle la energía a Cammesa, ante la presunción de que esto tiene un efecto negativo sobre los subsidios. Es decir, todavía no existe la decisión de salir del modelo de salir del paso, con precios regulados, en la energía vieja y nueva.

Lecciones de política

Ante el nuevo aumento de los precios internacionales, vuelve a ponerse en duda la viabilidad de los esquemas actuales y la posibilidad de reorganizar el mercado de energía para obtener precios competitivos y asequibles, que contribuya a disminuir el déficit fiscal y externo. Esta incertidumbre se da en un contexto en el cual existe amplio consenso respecto a la existencia de recursos abundantes, que fue analizado en Farina et al. (2020).

El principal error a evitar es derivar en un diseño de mercado que tenga como resultado la mala asignación entre la oferta y la demanda. Es decir, un diseño de políticas que resulten en una reducción de la oferta local de energía. Algunos de los casos analizados fueron evidentes, pero existen otros que actúan de forma indirecta, como cuando Cammesa actúa como proveedor de última instancia del gas natural. En este caso tampoco están los mercados de energía vieja y nueva claramente delimitados, o los criterios de intervención de Cammesa y Enarsa. Sin una política explícita, la expectativa es que el Estado aumente siempre la provisión de gas (importado) subsidiado.

A partir de una oferta energética competitiva, el primer objetivo debería ser darle profundidad al mercado de energía nueva libre, propia del sendero dual. Sin embargo, con cada introducción de nuevas medidas, la tendencia ha sido a disminuir su tamaño. En el sector gasífero, el Plan Gas.ar incluyó toda la oferta existente a 2021, mientras que en el eléctrico, cada contrato de abastecimiento de Cammesa que vence no puede ofrecer la energía en el mercado de energía plus, pasando a remunerarse como energía vieja.

Si el nuevo mercado con precios libres no se desarrolla, la tendencia es ampliar la oferta con esquemas propios del esquema de salir del paso. A raíz de que el nuevo mercado no se desarrolla, es necesario intervenir ofreciendo nuevos precios administrados, sin embargo, esta intervención –aun si resulta exitosa– difiere o disminuye la posibilidad de que se desarrolle un mercado con precios competitivos. Los contratos renovables con Cammesa son un buen ejemplo: aumentaron considerablemente la oferta de energía eléctrica, pero a costa de hacer muy restrictiva la participación en el mercado a término.

Las decisiones sobre las medidas no son independientes del contexto macroeconómico. Hubo tres impulsos a modificar el statu quo. Cuando las importaciones crecen, existe la urgencia por introducir medidas que reduzcan la factura de importación. Estas se sostienen en la medida que el costo total de la energía se reduce, pero si el costo total –el precio ponderado por fuente– y por lo tanto el déficit fiscal comienza a crecer, la tendencia es a abandonar el esquema propuesto. En varios casos que se redujeron los incentivos, se lo hizo de tal forma que la consecuencia fue una mala asignación de los recursos, al no definir quién abastece al segmento que sigue subsidiado, lo que derivó en una caída de la producción.

Una razón adicional de no haber podido resolver la necesidad creciente de divisas y recursos fiscales para el sector se explica por el doble rol dado a la política energética. Si la segmentación entre energía vieja y nueva se explica mayoritariamente por una situación de escasez en un momento determinado, en Argentina debe agregarse su utilización como política de ingresos y antiinflacionaria. Este último objetivo es también, en parte, la causa de por qué nunca fue posible desarrollar un mercado libre para la energía nueva, o reducir o dejar de subsidiar la energía vieja, que implica un aumento en el precio pagado por los usuarios.

Los subsidios deben independizarse de la definición de los precios del mercado. La simplificación de los esquemas actuales es condición para establecer un precio competitivo para los segmentos que eventualmente no serán subsidiados y, en consecuencia,

el valor del subsidio para aquellos que sí. Para tener este punto de referencia es condición tener un mercado de energía nueva que no reciba subsidios, de forma directa o indirecta, pero que fije su precio competitivamente.

Un mercado con excedentes debería de por sí incentivar el uso del mercado de contratos y al contado. El Estado debería propiciar su uso, de manera que todos los usuarios tengan información transparente sobre el nivel de contractualización de la demanda futura y las condiciones de abastecimiento. Una razón por la que no existe un desarrollo de este mercado es que no está claro quien abastece a las distribuidoras. Las distribuidoras de gas y electricidad, por sí mismas, o con intervención de instancias estatales que validen el precio obtenido, deberían licitar su demanda futura. Esto permitiría establecer cuál es la oferta existente para los demás usuarios.

En la actualidad todas las distribuidoras pagan el mismo precio mayorista por segmento de usuario. Sin embargo, hoy existe una razón para privilegiar una tecnología sobre otra dadas las preferencias para disminuir la huella de carbono en el marco de la transición energética. La responsabilidad de cumplir la meta del 20% al 2025 de la Ley 27.191 fue asignada por el Poder Ejecutivo a Cammesa, pero nada prohíbe que se organicen licitaciones periódicas y que cada distribuidora pueda decidir participar con una demanda mayor en la compra de energía de fuentes renovables.

Los grandes usuarios deberían contratar su demanda de forma directa con los proveedores. De no hacerlo, deberían ser penalizados al comprarle a Cammesa. El costo de oportunidad para los grandes usuarios debería reflejar o tratar de acercarse a la real situación del mercado eléctrico. Es decir, al costo que podrían acceder en el mercado a término de renovables o con contratos con oferta térmica que tenga contratada la provisión de gas.

El esquema de remuneración de la energía vieja eléctrica fue establecido cuando la potencia disponible era insuficiente y existía escasez de gas. Es por eso que Cammesa concentra la compra de todos los combustibles de generación, sin importar la procedencia (sea gas local, de Bolivia, GNL o combustibles líquidos alternativos). Este esquema era razonable cuando el margen acotado de reserva requería que todas las centrales, más allá de su eficiencia o antigüedad, estuvieran disponibles para atender los máximos de demanda. Esta dinámica hoy ha dejado de tener sentido.

Una de las razones por la que no se avanza en esta dirección es que el esquema de salir del paso eléctrico fue efectivo en mantener el precio monómico en un rango acotado. Este resultado, no obstante, es interpretado como una asignación de subsidios en la electricidad de suma cero. Cualquier cambio que se considere aumentaría los subsidios, es evitado. Esta es la razón por la cual no se licitan nuevas centrales en reemplazo de centrales viejas pero ineficientes.

En resumen, el mejor reflejo de la falta de una política energética es el mantenimiento de los subsidios en el valor promedio de todo el período, que significa destinar anualmente alrededor de USD 10 mil millones a subsidiar gasto corriente. El congelamiento de tarifas arriesga alcanzar el valor máximo de 2014, produciendo una crisis fiscal, y la actual crisis de Ucrania también revertir la factura de importación. Por el lado de la oferta, los subsidios se han mantenido en el valor promedio –a pesar de haber reducido el costo de la energía– lejos de los máximos, pero sin que se evite una nueva crisis sectorial. La reducción del déficit externo responde a la combinación de una mejora de la producción pero también de los menores precios de importación, que cómo se ve es una situación fácilmente reversible. En cualquier caso, sigue faltando una hoja de ruta para el sector, considerando el riesgo (no menor) de que la dificultad para disminuir subsidios vuelva a introducir precios administrados a la energía nueva, como alternativa para reducir el esfuerzo fiscal.

La razón para revertir el primer intento de sendero dual fue el alza de los precios internacionales entre 2008 y 2014. Hoy esa razón vuelve a ser una amenaza, pero con la

diferencia de que existen recursos energéticos suficientes para reemplazar las importaciones. Sin embargo, no queda claro si las autoridades validan un precio de equilibrio para la eventual energía nueva. En el caso de utilizar precios administrados para reducir los subsidios o combatir la inflación, el riesgo principal seguirá vigente. A su vez, también existe un segundo riesgo: avanzar hacia una mala asignación de los recursos por la constante predisposición a suavizar el impacto de un aumento de precios en las tarifas que hacen al segmento nuevo.

Bibliografía

- Blanchard, O. J., & Galí, J. (2010). *The Macroeconomic Effects of Oil Price Shocks: Why Are the 2000s so Different from the 1970s ?* In J. Galí & M. J. Gertler (Eds.), *International Dimensions of Monetary Policy*. University of Chicago Press.
- Canitrot, A. (1975). La experiencia populista de redistribución de ingresos. *Desarrollo Económico*, 15(59), 331–351.
- Naciones Unidas. (2015). Acuerdo de París de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC). 12 diciembre 2015, disponible en esta dirección: <https://www.refworld.org/es/docid/602021b64.html>
- Farina, P. E., Drucaroff, S., & Rivas, D. (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.
- González, M. L. (1990). *Un Estudio de la Relación entre los Ajustes de Tarifas Públicas, el Déficit Fiscal y la Tasa de Inflación. El caso Argentino entre 1983 y 1990*. AAEP, XXV.
- Hamilton, J. D. (1983). *Oil and the macroeconomy since World War II*. *Journal of Political Economy*, 91(2), 228–248. <https://doi.org/10.1086/261140>
- Hamilton, J. D. (1996). This is what happened to the oil price - Macroeconomy relationship. *Journal of Monetary Economics*, 38(2), 215–220. [https://doi.org/10.1016/S0304-3932\(96\)01282-2](https://doi.org/10.1016/S0304-3932(96)01282-2)
- Heymann, D., & Canavese, A. (1988). *Tarifas Públicas y Déficit Fiscal: Compromisos entre Inflación de corto y largo plazo*. *Revista de Economía*. Banco Central Del Uruguay, 314–331.
- Katz, J. E. (1984). *US energy policy Impact of the Reagan Administration*. *Energy Policy*, 12(2), 135–145. [https://doi.org/10.1016/0301-4215\(84\)90164-2](https://doi.org/10.1016/0301-4215(84)90164-2)
- Lau, L. J., Qian, Y., & Roland, G. (2000). *Reform without Losers: An Interpretation of China's Dual-Track Approach to Transition*. *Journal of Political Economy*, 108(1), 120–143.
- Lipton, D., & Sachs, J. (1990). Creating a Market Economy in Eastern Europe: The Case of Poland. *Brookings Papers on Economic Activity*, 1, 75–147.
- Mead, W. J. (1979). *The performance of government in energy regulations*. *American Economic Review*, 69(2), 352–356. <https://doi.org/10.2307/1801672>
- Nordhaus, W. D. (1980). The Energy Crisis and Macroeconomic Policy. *Energy Journal*, 1(1), 11–19.
- Sachs, J. D., & Woo, W. T. (1997). *Understanding China's Economic Performance*.
- Van de Ven, D. J., & Fouquet, R. (2017). *Historical energy price shocks and their changing effects on the economy*. *Energy Economics*, 62, 204–216. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2016.12.009>

Acerca de los autores



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

Paulo Farina

–Investigador asociado del Programa de Desarrollo Económico de CIPPEC
Licenciado en Economía (UBA) y postgrado en Finanzas (UTDT).

Sergio Drucaroff

–Investigador asociado del Programa de Desarrollo Económico de CIPPEC
Magíster en Economía y Desarrollo Industrial con especialización en Pequeñas y Medianas Empresas (UNGS) y Licenciado en Economía (UBA).

Agradecemos especialmente el acompañamiento de los donantes del proyecto: AES Argentina Generación SA, Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGEERA), Cámara Eólica Argentina (CEA), Nordex Windpower y Tenaris.

Para citar este documento:

Farina, P. y Drucaroff, S. (2022). *La política energética, a la luz de objetivos cambiantes y reformas pendientes*. 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.

www.cippec.org



@CIPPEC



@CIPPEC



/cippec.org



/cippec