

Repensar la política regulatoria ante el retiro de los subsidios a la electricidad

Diego Bondorevsky

La desregulación y privatización del sector eléctrico argentino en la década del noventa fue ejemplar a nivel mundial por la competencia que produjo en el sector de generación y la significativa inversión en capacidad instalada, que redundó en una reducción de los precios del sistema. Uno de los pasos estructurales que le quedaba al sistema para avanzar hacia una mayor competencia era promover e instalar la comercialización minorista. Este proceso fue interrumpido por la crisis de 2002, que conllevó la intervención masiva del Estado en el sistema y la proliferación de los subsidios.

A partir de 2015, una lógica preocupación fiscal se tradujo en intervenciones orientadas a reducir los subsidios en el sector energético. A medida que el efecto de los subsidios empezó a menguar, se hizo evidente la necesidad de indagar en el efecto de las políticas energéticas sobre los intereses de los consumidores. Esto abrió el debate, a su vez, acerca de las políticas regulatorias que definen el largo plazo del sector.

En Argentina, no existe actualmente un plan de largo plazo, expresado en forma pública y transparente para el sector eléctrico. Al mismo tiempo, el Ministerio de Energía y Minería ha privilegiado desde 2016 el financiamiento por medio de *power purchase agreements* (PPA) para garantizar la disponibilidad de generación en el Mercado Eléctrico

Mayorista (MEM). En su mayoría, estas decisiones se han tomado en forma centralizada y sin fundamentos públicos. A partir del análisis del uso de los PPA en la Resolución 21/2016, se estimó en este trabajo que dicho tipo de contratos de inversión provocará que todos los consumidores tengan costos adicionales significativos en los próximos años.

Las actuales condiciones del mercado permiten pensar un sector en el mediano plazo en el cual los costos de generación de la energía para abastecer el pico de la demanda, basados en combustibles líquidos, tienda a abaratare por el desarrollo del gas no convencional en Vaca Muerta y la introducción del plan de renovables. La potencial introducción de la energía distribuida contribuiría aún más a abaratar los costos generales del sistema.

El paso a un sector sin subsidios, como plantea el gobierno, debe hacerse con un plan de largo plazo expresado en forma pública y transparente. En ese marco entendemos que el retorno a la ley 24.065 debería lograrse mediante incentivos para la competencia en generación y comercialización minorista, y un esquema de subsidios focalizados en la demanda con criterios de elegibilidad acorde a la capacidad de pago real de los usuarios y su voluntad de ahorro de energía.

RESUMEN EJECUTIVO

La desregulación y privatización del sector eléctrico argentino en la década del noventa fue ejemplar a nivel mundial por la competencia que produjo en el sector de generación y la significativa inversión en capacidad instalada, que redundó en una reducción de los precios del sistema. Uno de los pasos estructurales que le quedaba al sistema previo a 2001 para avanzar hacia una mayor competencia era promover e instalar la comercialización minorista. Este proceso fue interrumpido por la crisis de 2002, que conllevó la intervención masiva del Estado en el sistema y la proliferación de los subsidios.

La intervención reciente por parte del ejecutivo ha sido clara desde el punto de vista fiscal: el Estado no puede hacerse cargo de los costos del sistema eléctrico como lo venía haciendo. Sin embargo, a medida que el peso de los subsidios sobre los consumidores empieza a reducirse, se hace evidente la necesidad de plantear **cómo afectan sus intereses las políticas de fondo que se ejercen sobre el sector**. De este modo, la eliminación de subsidios abre el debate acerca de **las políticas regulatorias que definen el largo plazo del sector**.

Entendemos que este debate no puede omitir los cambios sustanciales que enfrenta el sector a nivel mundial, tales como la proliferación de la generación distribuida basada en la energía fotovoltaica, el desarrollo de las baterías para almacenar energía y los sistemas de *demand side management*¹. Lo que se pone en discusión con estos cambios es la regulación tradicional enfocada en garantizar la disponibilidad de oferta de generación para satisfacer la demanda a toda hora. Modificar la mirada en este sentido **implica poner la conducta del consumidor en el centro de la escena regulatoria**, como principal fuente de reducción de costos y de competencia en la comercialización minorista de electricidad.

Esta nueva concepción regulatoria entró en la agenda pública en Argentina tras casi dos años de asumida la nueva administración, con la reciente sanción del proyecto de ley “Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública”, limitada a los usuarios regulados conectados a las distribuidoras². Sin

embargo, esta ley por sí sola no garantiza una política de Estado basada en la generación distribuida que permitan potenciar la liberalización de la oferta minorista de electricidad.

Este trabajo busca **repensar el futuro de la regulación en el sector** ante el cambio estructural que implica el retiro de los subsidios. Para ello, presenta primero una reseña de la gobernanza regulatoria en Argentina. Luego revisa brevemente los antecedentes regulatorios del sector energético en el período 1992-2015 e identifica algunos elementos de la experiencia internacional que nutren el debate en torno a las políticas de largo plazo. A continuación, aborda las decisiones que se han tomado en los últimos dos años en relación a la regulación y gobernanza del sector energético. Para ello, se detiene en el análisis de la Resolución 21/2016 y estudia los efectos de estas decisiones en el largo plazo. Finalmente, el documento sintetiza las principales conclusiones de este análisis y señala una serie de recomendaciones.

Reseña de la gobernanza regulatoria del sector energético

La **gobernanza regulatoria** es el proceso mediante el cual se deciden y ejecutan las políticas regulatorias. En Argentina, la gobernanza regulatoria del sector energético se estructura a través de la ley eléctrica 24.065. La sanción de esta ley en 1992 trajo consigo un profundo proceso de reforma estructural y de privatización de las principales empresas de la industria eléctrica argentina. Así, el monopolio estatal eléctrico fue desmembrado y sus empresas divididas en tres segmentos diferenciados: generación, transmisión y distribución. La reestructuración de las empresas de cada uno de estos segmentos de la industria se ha caracterizado por distintivos procesos de desintegración horizontal y de traspaso al sector privado.

El diseño regulatorio y la planificación del sector energético está a cargo del Ministerio de Energía y Minería. Este ministerio es la llamada “Autoridad de Aplicación” de las políticas del sector que deben seguir los lineamientos definidos en el artículo 2 de la ley³

Regulación por demanda

1 El *demand side management* se refiere a la modificación de la demanda de energía por parte de los consumidores básicamente a partir de un cambio en el comportamiento y la conducta en el ahorro de energía. Esto incluye el uso de medidores inteligentes, sistemas de calefacción eficientes, aplicaciones y software para el ahorro de energía en el hogar.

2 La ley define las condiciones para que los usuarios puedan generar energía eléctrica renovable para su autoconsumo, y garantizar el libre acceso a la red de distribución cuando sea necesario. Su alcance está limitado a los usuarios regulados conectados a las distribuidoras y prevé también políticas de incentivos para la instalación de sistemas de generación distribuida a partir de fuentes renovables Ver <http://www.energiaestrategica.com/dia-historico-argentina-aprobo-ley-nacional-generacion-distribuida-energias-renovables> Último acceso, 30 de noviembre de 2017.

3 Éstas comprenden: a) proteger adecuadamente los derechos de los usuarios; b) promover la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo; c) promover la operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalación de transporte y distribución de electricidad; d) regular las actividades del transporte y la distribución de electricidad, asegurando que las tarifas que se apliquen a los servicios sean justas y razonables; e) incentivar el abastecimiento, transporte, distribución y uso eficiente de la electricidad fijando metodologías tarifarias apropiadas; f) alentar la realización de inversiones privadas en producción, transporte y distribución, asegurando la competitividad de los mercados donde sea posible.

La presencia de la Autoridad de Aplicación es amplia en las diferentes instituciones que gobiernan la industria. Por un lado, encabeza la dirección de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA), el organismo independiente -formado por representantes de las empresas de las distintas etapas de la industria y del gobierno- que opera el sistema de despacho de energía. A esto se agrega que a partir de 2004, CAMMESA amplió sus funciones y pasó a desempeñar un rol central como proveedor del combustible de las centrales y de financiador de los llamados Sobrecostos Adicionales Transitorios de Despacho, con fondos periódicamente girados por el Tesoro Nacional.

Por otra parte, la Autoridad de Aplicación monitorea las dos empresas hidroeléctricas en manos estatales (Yacyreta y Salto Grande), la empresa nacional de energía nuclear (Núcleo Eléctrica) y es representante del 51% de las acciones de YPF S.A. en poder del Estado Nacional⁴. A su vez, tiene el control de la empresa Energía Argentina S. A. (ENARSA), creada en 2004 por la Ley 25.943 y es responsable de las diversas obras de generación definidas a partir del protocolo firmado entre Argentina y China (Ley 27.122). Finalmente, la Autoridad de Aplicación también define los precios del gas natural (convencional y no convencional), principal insumo de la matriz energética, como bien hizo saber recientemente la Corte Suprema de Justicia en el fallo CEPIS⁵.

En Argentina, la institución regulatoria que vela por el cumplimiento de las normas es el ENRE (Ente Nacional Regulador de la Electricidad). Tres de sus cinco directores son nombrados por la Autoridad de Aplicación. Esta agencia tiene a su cargo un tema fundamental para el sector como es la definición de los temas tarifarios en los sectores regulados de transporte y distribución de energía. **Las agencias regulatorias son un factor clave a la hora de entender el desempeño del sector** (Gerchunoff et al, 2003).

El diseño institucional de los reguladores de la energía ha sido el más organizado de las etapas de privatización de los noventa ya que fueron creados a través de una ley del Congreso e incorporaron las audiencias públicas al proceso decisorio, a fin de incluir a los grupos de interés potencialmente afectados. Sin embargo, en la práctica posterior, el ámbito de las audiencias públicas ha demostrado ser un espacio puramen-

te formal que carece de la capacidad de influir en el proceso de toma de decisiones (Rodríguez Pardina, 1998). En estas audiencias, los consumidores nucleados en uniones o grupos de usuarios, no discuten los temas técnicos relevantes para la toma de decisiones –tales como la magnitud apropiada de los aumentos tarifarios y su consistencia con un conjunto de políticas regulatorias pro-competitivas (Gerchunoff et al, 2003) –sino que suelen instalar el debate en términos excluyentes (sí o no a los aumentos).

Antecedentes en el sector de generación eléctrica argentino

La privatización de la industria eléctrica argentina ha sido un caso ponderado internacionalmente (Pollitt, 2008). Para el 2001, el país tenía un margen de reserva de potencia instalada sobre demanda máxima del 80%, que iba en aumento. Esto da cuenta de la alta confiabilidad que tenía el sistema eléctrico.

Uno de los pasos estructurales que le quedaba al sistema previo a 2001, que por ejemplo dio el Reino Unido, era el de la liberación de la comercialización minorista de electricidad (Petrecolla y Romero, 2003). Sin embargo, en el período 2002-2015, **las decisiones regulatorias no cumplieron con la letra de ley eléctrica** 24.065 que, en su artículo 2, define como política nacional la promoción de la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad. Si bien es cierto que a partir del 2002 el país atravesó un período de emergencia económica, este precepto de la ley tampoco se cumplió una vez superada la crisis.

Las medidas adoptadas durante ese período interfirieron directamente en la formación de los precios de los recursos usados en la producción de energía. Entre otras, cabe mencionar la pesificación de los cargos por capacidad, el congelamiento e intervención del precio del gas en boca de pozo y la imposición de la Resolución 240/2003⁶. Así, los precios dejaron de ser señal para la inversión en el sector. En el **Gráfico 1** queda en evidencia que el margen de reserva cayó abruptamente a partir de 2003 como producto del aumento sostenido de la demanda y el estancamiento de la capacidad instalada.

⁴ YPF S.A. posee YPF Energía Eléctrica que cuenta con 1300MW instalados. A su vez, la Autoridad de Aplicación forma parte del Consejo Federal de Energía Eléctrica (CFEE) que maneja los fondos eléctricos FCT y FEDEI. Ver Pollitt (2008).

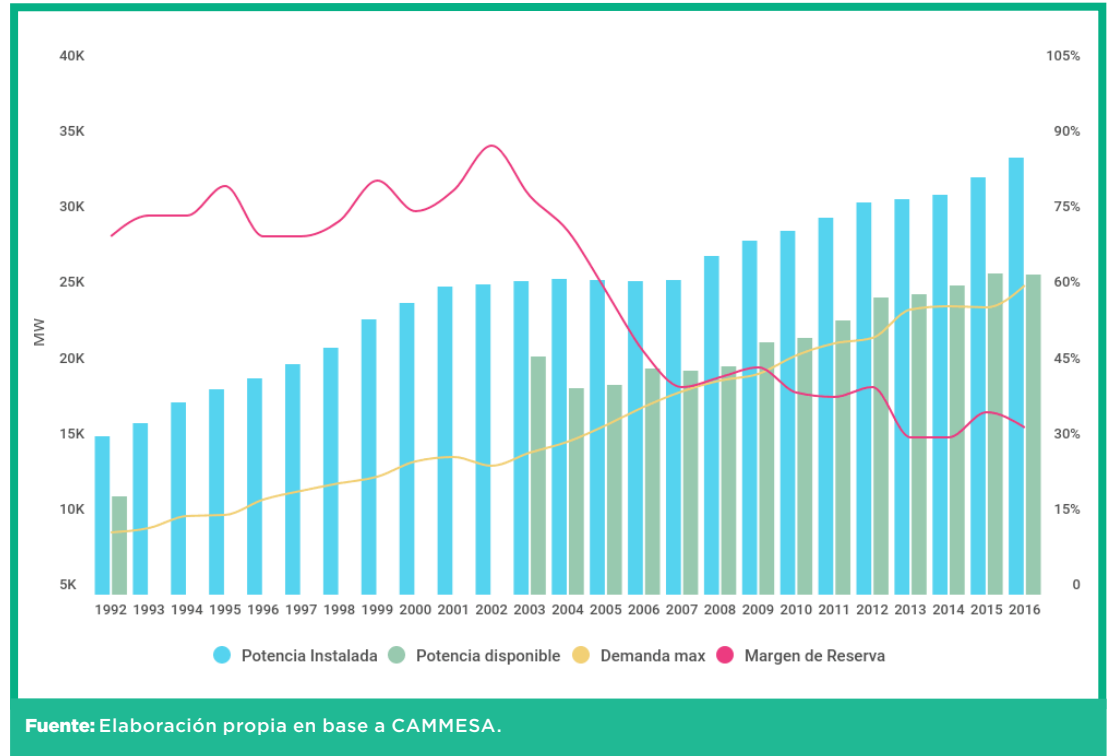
⁵ Ver <http://sjconsulta.csjn.gov.ar/sjconsulta/documentos/verDocumentoById.html?idDocumento=7327882>

⁶ Esta resolución determinaba que la formación del precio de la generación eléctrica excluía el valor del agua y los combustibles líquidos, y no podía superar un tope de 120 \$/MWh.

1990-2001

Gráfico 1.

Evolución de la potencia instalada, demanda máxima y margen de reserva 1992-2016.



2002-2015

Con la centralidad de la Autoridad de Aplicación, como proveedor de subsidios y decisor de las reglas, se pueden distinguir en el sector de generación eléctrica dos fenómenos estilizados de su comportamiento que, con matices, continúan hasta nuestros días.

El primero, de **contenido regulatorio**, se refiere a la **introducción de los contratos tipo power purchase agreements (PPA)**. Estos fueron firmados por CAMMESA para fomentar la inversión en un contexto en el que los precios del mercado no ofrecían señales a la inversión. Por medio de este tipo de contratos, el Estado les garantizaba a los inversores la provisión del combustible requerido para la generación y un flujo de fondos con precios y cantidades preestablecidas. El primer contrato de PPA se instrumentó en 2004, ante los primeros indicios de agotamiento en la confiabilidad del sistema y la necesidad de nuevos parques de generación. El Gobierno introdujo entonces el Fondo para Inversiones Necesarias que Permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista (FONINVEM) para la construcción de dos centrales térmicas (Res. SE 1427/2004).

El segundo fenómeno, de **gobernanza regulatoria**, es la **discrecionalidad en las decisiones** y la falta de fundamentación de las políticas llevadas a cabo por parte de la Autoridad de Aplicación. En el caso del FONINVEMEM, por ejemplo, es evidente: la decisión de crear este fondo se tomó sin ningún tipo de licitación, y se

obligó a los generadores a colocar sus acreencias con CAMMESA en dicho fondo⁷. Otro ejemplo es la Resolución 220/2007 de “energía delivery”, orientada a nueva capacidad de generación de baja escala. En esa resolución se evidencia la forma discrecional y arbitraria mediante la cual la Autoridad de Aplicación apunta a nuevas inversiones con la participación de ENARSA o por aquellos que “el Señor Ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios así lo determine (sic)” (Resolución SE 1427/2004)⁸.

La experiencia internacional: gobernanza regulatoria y liberalización de la oferta minorista

La forma de gobernanza regulatoria que adoptó el sistema en Argentina se diferencia notablemente de aquellas adoptadas por otros países que cuentan con mecanismos en los cuales las distintas partes que conforman el mercado tienen la posibilidad de ser parte del proceso de decisiones. Esta concepción se contrapone con el caso del

⁷ Scheimberg (2013) explica que entre 2002 y 2006 casi no hubo incorporación de potencia y que luego se incorporaron 7623 MW, de los cuales menos de un cuarto fue realizado por los privados en forma voluntaria.

⁸ Ver considerandos de la Resolución 220/2007. Notar que desde el año 2004 al 2015 el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios absorbió a la Autoridad de Aplicación que era hasta ese momento la Secretaría de Energía. Ver Decreto 1824/2004.

Reino Unido donde los cambios de gran magnitud que afectan estructuralmente la operación del sistema son sometidos a un mecanismo de consultas con los potenciales interesados (Petrecolla y Romero, 2003). El regulador (OFGEM) –que tiene como misión explícita proteger los intereses de los actuales y futuros consumidores –, publica en su página de internet las minutas de las reuniones de las autoridades que comandan los distintos mercados del sector de electricidad y gas natural⁹. De esta forma, los procesos de decisiones son abiertos y transparentes para todas las partes, y contemplan el efecto a largo plazo de las mismas.

A nivel regional, Chile también es un ejemplo interesante en el cual las distintas voces interesadas pueden expresar su opinión en caso de divergencias o afectación de intereses ante políticas públicas mediante el “panel de expertos”. Esta institución se erige como un órgano que ejerce jurisdicción especializada y, aunque no pertenece al Poder Judicial, puede ser calificado como un tribunal. Esta opinión es compartida por algunos autores mientras otros lo miran como un órgano regulador que participa en la implementación de políticas públicas o incluso de naturaleza más bien técnica¹⁰.

La política de inversiones llevada a cabo por el Gobierno a partir de 2016 por medio de PPA, especialmente dirigida a proveer de capacidad para abastecer los picos de demanda, contrasta con políticas más modernas para el sector energético. Estas piensan la regulación desde **el poder que tiene la demanda con base a las nuevas tecnologías de energía distribuida** como una forma de reducir los costos del sistema permitiendo una efectiva liberalización de la oferta minorista de electricidad.

La experiencia internacional indica que muchos países han iniciado el proceso de liberalización de la oferta minorista de electricidad y han logrado una eficiencia notable en la producción de energía en donde los **consumidores tienen posibilidades de generar y controlar el uso de la energía** y de esta forma integrarse verticalmente “detrás del medidor” con la incorporación de software y de “smart devices” específicos para eficientizar el consumo y la exportación hogareña de energía. Esta es una tendencia de orden mundial debido a la reducción de los costos de los paneles solares y las baterías (se estima una reducción de más del 75% desde el año 2006 en Alemania y esa tendencia a la baja seguiría en las próximas décadas) (Grandel, 2017).

Países como Alemania, Australia, y muchos estados de USA, han iniciado hace varios años este cambio de paradigma regulatorio incentivando al mismo tiempo la competencia en la

comercialización minorista de electricidad (Ireña, 2017). Se calcula que un 20% de los costos de producción de la energía en USA en forma anual provienen de 100 horas de generación en el pico de demanda. Las nuevas tecnologías basadas en el manejo de la demanda por parte de los consumidores han demostrado ser capaces de bajar en un 90% los precios en horas picos en dicho país (Plate et al., 2014).

Repensado el uso de los PPA en el sector de generación eléctrica argentino

Las intervenciones discrecionales y arbitrarias que comenzaron con el FONINMEM pueden haber morigerado coyunturalmente los problemas de generación al detener la caída abrupta que se estaba dando en el margen de reserva al menos hasta 2012 (**ver Gráfico 1**). Ahora bien, este tipo de intervenciones tuvo a **un alto costo que los consumidores no percibieron por el velo de los subsidios**. En este sentido, desde el lado de la demanda, el consumidor pasivo que se beneficiaba de tarifas bajas, emerge como una de las principales características de la política llevada a cabo en los últimos años.

Considerando el peso que tienen sus decisiones en el sistema, hubiera sido importante que la actual Autoridad de Aplicación explique detalladamente cómo sus políticas afectan los intereses de los actuales y futuros consumidores, inclusive bajo la emergencia del sector dictada en Diciembre de 2015 luego del Decreto 134/2015. Este último estableció la emergencia del sector por dos años, dándole facultades al Ministerio de Energía y Minería para que adecue la calidad, la prestación y las condiciones económicas de los distintos segmentos de la industria.

Para ilustrar lo anterior, cabe detenerse en la Resolución 21 de marzo de 2016 (Res. 21/2106) por la cual se otorgaron -en un proceso licitatorio competitivo- aproximadamente 3100 MW de generación térmica principalmente dirigida a abastecer el pico de demanda y evitar cortes¹¹. Los contratos PPA se firmaron a 10 años y se efectivizaron en un precio medio de 21 US\$/kW-mes. En este caso, los contratos se trataron principalmente de unidades turbo-gás de ciclo simple y motores de combustión interna. Para poner en contexto esos valores, en Chile los precios resultantes de esa tecnología son de aproximadamente 8,5 US\$/kW-mes, y en México (un sistema con gran componente térmica y de

Consumidor pasivo

Resolución 21/2016

⁹ Ver por ejemplo https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2017/04/gema_minutes_16_february_2017.pdf
<https://www.ofgem.gov.uk/gas/retail-market/market-review-and-reform>

¹⁰ Ver <http://www.revistaei.cl/reportajes/el-panel-de-expertos-10-anos-de-su-creacion/>

¹¹ El esquema de remuneración incluía un pago por potencia y un pago por energía en concepto de costos variables de operación y mantenimiento (el combustible es provisto por CAMMESA).

mayor escala) del orden de 6 US\$/kW-mes¹².

Las elevadas tasas internas de retorno requeridas por los inversores en las licitaciones, en un contexto en el cual se sumaban un alto riesgo país y el riesgo específico del sector, que definieron plazos de recuperación de la inversión de 4 a 5 años, ponen en duda la decisión de privilegiar un resultado de corto plazo (evitar los altos costos de la energía no suministrada) asumiendo costos significativamente mayores que los que tendría el sistema con cortes. Se estima que el sistema tiene un costo anual adicional de aproximadamente US\$ 600 millones por esta medida (aproximadamente US\$ 2700 millones en total a valores presentes)¹³. Dado que los consumidores son quienes se van a hacer cargo de estos costos por los próximos años, independientemente de si consumen en el pico de demanda, este tipo de contratos se transforman en hipotecas muy caras a pagar para los consumidores.

RenovAr

El plan de energías renovables (RenovAr) lanzado por este gobierno en el marco de la ley 27.191 se ha dado también mediante contratos del tipo PPA y **no contiene la posibilidad de que medianos usuarios autogeneren energía**, ni exporten los sobrantes a la red. Por ende, no incentiva la comercialización minorista. Por el contrario, RenovAr también garantiza un flujo de fondos a los inversores mediante contratos de largo plazo en un contexto de costos decrecientes de las tecnologías renovables. Hay que tener en cuenta que actualmente **más de un cuarto de la inversión mundial en energías renovables han sido a través de unidades pequeñas** para energía distribuida en un contexto de costos crecientes de la energía mayorista en varias partes del mundo (AEMC, 2017).

La consecuencia de los PPA –tanto aquellos que antecedieron el actual régimen, como aquellos adquiridos por la administración actual– es que los costos se “patean” para adelante. Así, los costos de las decisiones tomadas en los últimos 15 años en relación a la inversión en el sector energético están siendo asumidos –en forma parcial hasta el retiro total de los subsidios– por los actuales consumidores. Las decisiones que se toman en la industria eléctrica tienen efectos de largo plazo y es imprescindible introducir medidas que los anticipen y controlen.

La ley de energía distribuida recientemente sancionada simplemente brindará el marco legal para la actividad de los usuarios regulados conectados a la distribuidora. En otras palabras, la ley no abarca a los medianos y grandes usuarios que no están conectados a las distribuidoras y podrían beneficiarse de la tecnología de la energía distribuida y competir con el sector de generación.

Sería importante que la Autoridad de Aplicación, ahora que está la ley vigente, realice

¹² Ver <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/12/ITD-SIC-ENE17.pdf>. Cálculos propios realizados en base a resultados de la última subasta. Ver <http://www.cenace.gob.mx/paginas/publicas/MercadoOperacion/SubastasLP.aspx>

¹³ En el Anexo I se provee una estimación de los costos adicionales implicados por estos contratos.

un estudio integral de los costos de desarrollar una política de Estado en energías distribuidas que permita identificar los cambios regulatorios que requiere. Este debería incluir un análisis costo-beneficio respecto a alternativas como la referida Resolución 21/2016. A su vez, debería considerar las externalidades ambientales que se generan como alternativa a la generación con combustibles fósiles.

En el ínterin hacia un esquema de mercado, el Estado podría focalizar los subsidios incentivando la instalación de las energías distribuidas. En este sentido, si un usuario con capacidad de pago que actualmente tiene una tarifa subsidiada decidiera tener un sistema de energía distribuida para consumir en el pico de la demanda, el Estado podría subsidiar su instalación ya que reemplazaría la generación ineficiente actualmente subsidiada.

Conclusiones

La desregulación del sector eléctrico argentino en la década del noventa fue ejemplo mundial debido a la competencia desarrollada en el sector de generación y la significativa inversión en capacidad instalada, que redundó en una reducción de los precios del sistema. El paso siguiente a una mayor competencia era la liberalización de la comercialización minorista. Este proceso fue interrumpido por la crisis de 2002, la intervención masiva del Estado en el sistema y la proliferación de los subsidios.

Con el esquema de subsidios montado, el rol pasivo del consumidor que se beneficiaba de tarifas bajas, emerge como una de las principales características de la política llevada a cabo en esos años. Actualmente se percibe una clara política de reducción del déficit energético donde el foco se ha puesto en **cuánto** de los costos actuales serán trasladados a los consumidores y no tanto en **qué** costos serán trasladados. La falta de comunicación de la política de largo plazo, sumado a que las decisiones emanadas de forma centralizada por la Autoridad de Aplicación no son sometidas a un proceso consultivo con los diferentes actores como pasa en Reino Unido, por ejemplo, expone lo alejado que está Argentina del buen manejo de la gobernanza regulatoria.

La preocupación por reducir los costos de suministro de energía es una preocupación de las autoridades a nivel mundial. El mismo gobierno del Reino Unido recientemente realizó un llamado al sector industrial, a los consumidores, académicos y otros interesados a participar en las deliberaciones para reducir los costos de energía¹⁴. Este tipo de consultas regulatorias públicas, lamentablemente, aún no tienen lugar en el sistema argentino.

¹⁴ Ver <https://www.gov.uk/government/consultations/cost-of-energy-review-call-for-evidence>

En Argentina, la Autoridad de Aplicación en estos últimos años ha privilegiado la búsqueda de financiamiento de largo plazo para garantizar disponibilidad de generación por medio de PPA. En este trabajo se ha estimado que todos los consumidores tendrán costos adicionales de alrededor de USD 2.700 millones en los próximos años debido a una decisión no fundamentada, al menos públicamente, de licitar nueva capacidad para evitar cortes en los picos de demanda definida por medio de la Resolución 21/2016, apenas tomaron posesión las nuevas autoridades del Ministerio de Energía y Minería.

La competencia minorista es un mecanismo postergado y preferible a la competencia por el mercado, al menos en las condiciones que se ha dado esta última, que ha arrojado precios superiores a los registrados a nivel regional.

Las actuales condiciones del mercado permiten pensar un sector en el mediano plazo en el cual los Sobre Costos Transitorios de Despacho basados en generación ineficiente en base a combustibles líquidos, tiendan a cero por el desarrollo del gas no convencional en Vaca Muerta y el plan de renovables. La introducción de la energía distribuida contribuiría aún más a fomentar la competencia minorista, abaratando los costos generales del sistema y sería consistente con los compromisos asumidos por Argentina en la última cumbre climática y en la agenda del G20.

La potencial aplicación de los distintos re-

cursos energéticos con los que cuenta el país y la adopción de tecnologías que se vienen desarrollando a nivel mundial implica que la Autoridad de Aplicación sea lo más flexible posible en su definición de la política energética de largo plazo. Sin embargo, cuantas más inversiones en forma de PPA se comprometan actualmente, menor será el grado de libertad que tendrá el mercado en el futuro de moldear un formato competitivo en el cual los consumidores tengan opciones de elegir aquella oferta que le provea mejores precios. En este sentido, mientras los precios no sean claros y no reflejen los verdaderos costos de proveer el servicio, esta alternativa se dilata.

CIPPEC ha sido oportunamente crítico respecto a la necesidad de generar un período de transición en el cual se estudie cabalmente la situación del sector incorporando una regulación basada en la conducta de la demanda mediante la introducción de medidores inteligentes (Bondarevsky, 2016). El paso a un sector sin subsidios, como plantea el gobierno, debe hacerse con un plan de largo plazo expresado en forma pública y transparente. En ese contexto entendemos que el retorno a la ley 24.065 se debería lograr proveyendo las condiciones para que la competencia en generación y comercialización minorista tenga lugar, contemplando el uso de un esquema de subsidios focalizados en la demanda con criterios de elegibilidad acorde a la real capacidad de pago de los usuarios y su voluntad de ahorro de energía.

Anexo 1

Efectos económicos de la Resolución 21/2016.

Se realiza a continuación un análisis de los efectos económicos esperados de esta contratación, y su impacto en las tarifas eléctricas.

Volúmenes contratados y despacho

La siguiente tabla resume los resultados de una simulación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) durante la vigencia máxima de los contratos asignados. Se observa en los primeros años un despacho entre 14% y 25% del tiempo, que luego decae hacia valores marginales cercanos al 3%. Una porción de ese despacho es sustitutivo de energía no suministrada (evita cortes),¹ mientras que una porción mayor reemplaza en el despacho a unidades de menor eficiencia que las contratadas.

Figura 1.

Cantidades contratadas Resolución 21/2016.

Año	Potencia máxima disponible	Potencia contratada	Energía generada	Factor de despacho	Energía sustitutiva ENS	Energía sustitutiva generación ineficiente
	MW	MW	GWh	%	GWh	GWh
2016	14	14	25,5	21%	3,1	22,4
2017	1.183	1.183	1.361,4	14%	77,9	1.283,5
2018	2.743	2.743	5.860,0	25%	70,8	5.789,2
2019	2.768	2.768	1.769,4	7%	58,4	1.711,0
2020	2.768	2.768	729,0	3%	0,0	729,0
2021	2.768	2.755	731,1	3%	0,0	731,1
2022	2.768	2.465	796,3	3%	0,0	796,3
2023	2.768	2.459	762,7	3%	0,0	762,7
2024	2.768	2.459	793,3	3%	0,0	793,3
2025	2.768	2.459	1.425,5	6%	0,0	1.425,5
2026	2.768	2.459	1.741,2	7%	0,0	1.741,2

Fuente: Elaboración propia en base a CAMMESA.
Nota: El cálculo se realizó con las dos primeras tandas licitadas en la Resolución 21/2016

¹ Los valores de energía no suministrada evitada son similares a los valores de energía no suministrada esperada si no se hubieran contratado las unidades térmicas, publicados por CAMMESA en las bases de datos del modelo MARGO.

Costos asociados

Se relevaron los costos tanto evitados como incurridos como paso previo a la determinación del efecto económico. De acuerdo a la disponibilidad de combustibles, se espera que las plantas contratadas consuman inicialmente volúmenes importantes de gasoil, luego sustituido progresivamente por gas (mix convencional, GNL importado y, progresivamente, shale gas). Los costos analizados son los siguientes, asumiendo un costo de energía no suministrada de US\$ 1500 que representaba la escala más alta por este concepto previo a 2002¹. Debido al bajo factor de despacho, los costos fijos de los contratos referidos a la energía producida son significativamente elevados.

Figura 2.
Costos generación Resolución 21.

Año	Costo Energía No Suministrada evitada	Costo despacho ineficiente sustituido	Costo operativo energía generada	Costo fijo contratos Res 21	
	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/kW-mes	US\$/MWh
2016	1.500,00	189,28	159,13	20,93	133,61
2017	1.500,00	160,92	105,29	22,46	234,13
2018	1.500,00	163,06	105,03	21,02	118,07
2019	1.500,00	133,73	84,63	21,00	394,19
2020	--	83,72	54,15	21,00	956,81
2021	--	84,14	54,39	21,00	949,61
2022	--	86,00	55,34	20,93	777,69
2023	--	89,14	57,30	20,93	809,53
2024	--	89,82	57,68	20,93	778,36
2025	--	88,79	57,36	20,93	433,14
2026	--	88,96	57,61	20,93	354,61

Fuente: Elaboración propia en base a CAMMESA.

¹ Por simplicidad se asumió que el consumo específico medio de la generación sustituida es de 3300 kCal/kWh. Este valor tiende a maximizar el beneficio de su sustitución, habida cuenta que el parque generador cuenta con numerosas unidades térmicas cuyo consumo específico es menor a esa cifra, y mayor al del parque contratado mediante la Res. 21/2016.

Beneficio

Se estimaron los beneficios operativos como la suma de los beneficios por energía no suministrada evitada y sustitución en el despacho de máquinas ineficientes, menos el costo operativo (combustible + O&M) de las unidades contratadas, menos los costos fijos asociados a los pagos de los precios adjudicados por Resolución 21.

La siguiente tabla muestra los valores obtenidos:

Figura 3.
Beneficio contratos Resolución 21.

Año	Costo Energía No Suministrada evitada	Costo despacho ineficiente sustituido	Costo operativo energía generada	Beneficio operativo neto	Costo fijo contratos Res.21	Beneficio neto
	1	2	3	4 = 1+2-3	5	6 = 4-5
	Millones US\$	Millones US\$	Millones US\$	Millones US\$	Millones US\$	Millones US\$
2016	4,6	4,2	4,1	4,8	3,4	1,4
2017	116,9	206,5	143,3	180,1	318,8	-138,7
2018	106,1	944,0	615,5	434,6	691,9	-257,3
2019	87,6	228,8	149,8	166,6	697,5	-530,9
2020	0,0	61,0	39,5	21,6	697,5	-675,9
2021	0,0	61,5	39,8	21,7	694,2	-672,5
2022	0,0	68,5	44,1	24,4	619,3	-594,9
2023	0,0	68,0	43,7	24,3	617,4	-593,2
2024	0,0	71,2	45,8	25,5	617,4	-592,0
2025	0,0	126,6	81,8	44,8	617,4	-572,6
2026	0,0	154,9	100,3	54,6	617,4	-562,9
VNA 2026 10%	240,3	1.312,8	862,9	690,3	3.409,9	-2.719,6

Fuente: Elaboración propia en base a CAMMESA.

Se observa claramente que la plena eliminación de la energía no suministrada esperada por CAMMESA al momento de realizar la licitación, conjuntamente con la sustitución de despachos no eficientes, no son suficientes para compensar los costos asociados a los contratos

Como el propio desarrollo del proceso convocado por la Resolución 420/16 lo demuestra con la gran cantidad de manifestaciones de interés por desarrollar ciclos combinados a gas, el tipo de tecnología contratado por Resolución 21/2016 (turbogás a ciclo abierto, motores) no constituye la opción más eficiente para generar energía, entrando en servicio en el mediano plazo unidades ciclo combinado que desplazarán del despacho a las unidades Resolución 21/2016, pasando las mismas a representar un costo fijo relevante hasta la finalización de los contratos.

Impacto en costo medio del sistema

Un beneficio negativo implica que el sistema en su conjunto tendrá un costo adicional respecto a la situación de no haber realizado el proceso de la Resolución SEE 21/2016. En la evaluación realizada se advierte que el beneficio resulta positivo solamente:

- Al inicio mismo de los contratos, dado que proporcionalmente se evita mayor energía no suministrada y despacho ineficiente
- Al final de los contratos, al eliminarse el compromiso de pago de los mismos.

En los años restantes los beneficios negativos son significativamente mayores en módulo a los positivos, particularmente de 2020 en adelante, tal como se observa en la siguiente tabla:

Figura 4.
Impacto económico Resolución 21/2016.

Año	Beneficio neto	Impacto demanda
	Millones US\$	US\$/MWh
2016	1,4	-0,01
2017	-138,7	1,00
2018	-257,3	1,79
2019	-530,9	3,56
2020	-675,9	4,38
2021	-672,5	4,21
2022	-594,9	3,60
2023	-593,2	3,47
2024	-592,0	3,34
2025	-572,6	3,12
2026	-562,9	2,97

Fuente: Elaboración propia en base a CAMMESA.

El impacto en el costo medio de abastecimiento de la demanda llega a superar los 4 US\$/MWh en el año 2020, lo que representa más del 16% del costo actual de los Sobrecostos Adicionales Transitorios de Despacho. Consecuentemente, el proceso convocado por la Resolución 21 ha privilegiado un resultado de corto plazo (evitar energía no suministrada) a costos significativamente mayores que los que se tendría si en efecto hubiera cortes, comprometiendo la competitividad de los costos de la energía en el mediano y largo plazo.

AEMC, "Retail Energy Competition Review", FINAL, 25 July 2017, Sydney.

Bondorevsky, D. (octubre de 2016). Un Haz de Luz sobre la Revisión Tarifaria Integral en Distribución Eléctrica en el AMBA. *Documento de Trabajo* N°157. Buenos Aires: CIPPEC.

Grandel, M. (2017). "Experiencias Internacionales en Generación Distribuida- El Caso Alemán" Taller Internacional: Explorando la generación distribuida con energías renovables en el Perú, GIZ, 2017.

Gerchunoff, P.; Greco, E.; & Bondorevsky, D. (2013). Comienzos diversos, distintas trayectorias y final abierto: una década de privatizaciones en Argentina, 1990-2002. *Serie de Gestión Pública Ilpes CEPAL*.

Governemnt of the United Kingdom, Department for Business, Energy & Industrial. (2017). Strategy Cost of energy review: call for evidence. Disponible en: <https://www.gov.uk/government/consultations/cost-of-energy-review-call-for-evidence>

IRENA. (2017). Rethinking Energy 2017: Accelerating the global energy transformation. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

Ley 24.065. Boletín Oficial de la República Argentina, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 16 de enero de 1992

OFGEM. RIIO – "ED1 Consumer Challenge Group", 2013 disponible en <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/75584/consumer-challenge-group-riio-ed1-web-pdf>

Petrecolla, D. & Romero, C. (2003). "Desempeño, crisis y reformas en el sector eléctrico argentino: Lecciones para países en desarrollo" CEER.

Plate, R; William, J; Pardoe, A. & Straw, W. (2014). A new approach to electricity markets. How new, disruptive technologies change everything. *Institue for Public Policy Research*.

Pollitt, M. (2008). Electricity reform in Argentina: *Lessons for developing countries, Energy Economics* 30, 1536–1567.

Resoluciones disponibles en infoleg.gov.ar

Rodríguez Pardina, M. (1998). Las Instituciones Reguladoras en la Argentina. *Documento* 3 FADE.

Scheimberg, S. (2013). "Un modelo de transición para el sector energético en Argentina", presentación en el CARI. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/273263295/Scheimberg-Sebastian-en-CARI-2013>

Acerca del autor

Diego Bondorevsky: Investigador principal del área de Desarrollo Económico de CIPPEC. Licenciado en Economía, Universidad de Buenos Aires (UBA). Magíster (MSc) en Economía, London School of Economics (Reino Unido).

La opinión del autor no refleja necesariamente la posición de todos los miembros de CIPPEC en el tema analizado.

El autor agradece los valiosos aportes técnicos y conceptuales de **Carlos Skerk**.

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

Si desea citar este documento: Bondorevsky, D. (diciembre de 2017). Repensar la política regulatoria ante el retiro de los subsidios a la electricidad, **Documento de Políticas Públicas/Análisis N°195**. Buenos Aires: CIPPEC.

Para uso online agradecemos usar el hipervínculo al documento original en la web de CIPPEC.

Con los **Documentos de Análisis de Políticas Públicas**, CIPPEC acerca a funcionarios, legisladores, periodistas, miembros de organizaciones de la sociedad civil y a la ciudadanía en general un análisis que sintetiza los principales diagnósticos y tomas de posición pública sobre un problema o una situación que afecta al país, y presenta recomendaciones propias.

Estos documentos buscan mejorar el proceso de toma de decisiones en aquellos temas que ya forman parte de la agenda pública o bien lograr que problemas hasta el momento dejados de lado sean visibilizados y considerados por los tomadores de decisiones.

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.

CIPPEC (Centro de Implementación de Políticas Públicas para la Equidad y el Crecimiento) es una organización independiente, apartidaria y sin fines de lucro que trabaja por un Estado justo, democrático y eficiente que mejore la vida de las personas. Para ello concentra sus esfuerzos en analizar y promover políticas públicas que fomenten la equidad y el crecimiento en la Argentina. Su desafío es traducir en acciones concretas las mejores ideas que surjan en las áreas de **Desarrollo Social, Desarrollo Económico, y Estado y Gobierno**, a través de los programas de Educación, Protección Social y Salud, Política Fiscal, Integración Global, Justicia y Transparencia, Instituciones Políticas, Gestión Pública, Incidencia, Monitoreo y Evaluación, y Ciudades.