

Pasado y posibles futuros del sector eléctrico argentino*

Past and possible futures of the Argentine electricity sector

Carlos A. Romero

Investigador del Instituto Interdisciplinario de Economía Política de Buenos Aires (IIEP-Baires), Facultad de Ciencias Económicas - Universidad de Buenos Aires y CONICET (Argentina)

gaf97@ucema.edu.ar

Gustavo Ferro

Profesor Asociado de la UCEMA e Investigador Independiente del CONICET (Argentina)

cromero@economicas.uba.ar

Resumen

El artículo describe la modernización del sector eléctrico argentino en los años 1990s, impulsada por cambios tecnológicos, privatización y regulación a través de agencias especializadas, dentro de un contexto macroeconómico de estabilización. Tras la crisis de 2001, las tarifas fueron congeladas, lo que generó distorsiones con fuertes subsidios y menos influencia de las herramientas de mercado. El trabajo plantea la exploración de nuevas organizaciones institucionales que incentiven la modernización como en los 1990s, pero que también aborden problemas regulatorios relacionados con la inversión en generación, equidad distributiva y desarrollos tecnológicos recientes como la generación distribuida, energías renovables y medidores inteligentes. Se cuestiona el impacto de las reformas de los 1990s, se analizan experiencias positivas y negativas, y se discuten posibles diseños institucionales que promuevan eficiencia, equidad y una transición ordenada hacia la nueva tecnología.

Palabras clave: mercado eléctrico, regulación, Argentina.

Clasificación JEL: L51, Q41.

Recibido: 8/2/2024

Versión Final: 10/2/2024

Abstract

The Argentinean electricity sector was modernized in the 1990s with aims to promote technological change, privatization, and regulation through specific agencies, alongside a macroeconomic stabilization plan. After the 2001 crisis, tariffs were frozen, leading to distortions characterized by heavy subsidies and reduced reliance on market mechanisms. The exploration focuses on alternative institutional frameworks aiming to recreate strong modernization incentives seen in the 1990s, while addressing regulatory issues related to investment incentives in generation, equity distribution, and recent technological developments (such as distributed generation, increasing role of renewables, and smart meters). The analysis questions the outcomes of the 1990s reforms, considering both positive and negative experiences, and discusses potential institutional designs that could simultaneously enhance efficiency, equity, and facilitate an orderly transition to new technological advancements.

Keywords: electricity markets, regulation, Argentina

JEL Classification: L51, Q41.

Received: 8/2/2024

Final Versión: 10/2/2024

* Atento a ser un trabajo por invitación, el presente es un artículo que no ha pasado por el proceso de arbitraje.

1. Introducción

El sector eléctrico a nivel mundial experimentó un cambio en su organización industrial en las décadas de 1980s y 1990s, fruto del cambio tecnológico, que permitió que pequeños generadores se pudieran integrar a un sistema de transporte y distribución interconectado entregando energía (Wolak, 2021). Lo anterior permitió convertir monopolios verticalmente integrados compuestos por etapas de generación (“upstream”), transporte de alta tensión, distribución a menor tensión y comercialización (“downstream”), en modelos donde potencialmente cada etapa podría pertenecer a actores diferentes (Newbery, 2000; Stoft, 2002). Fue posible introducir competencia en la generación, el transporte permanecería como monopolio natural con acceso abierto, la distribución podía también mantenerse monopólica, aunque posiblemente regionalizada (horizontalmente desintegrada), y tanto la distribución como la comercialización podrían integrarse entre sí o no (Chao y Huntington, 1998). De ese modo, una diversidad de modelos institucionales fue posible. La situación anterior coexistió en muchos casos con privatizaciones de una o varias etapas y la introducción de reguladores independientes como agencias técnicas más o menos autónomas del poder político y más o menos autárquicas en su financiamiento (ESMAP, 2023).

En la actualidad está ocurriendo otro cambio tecnológico que permite cambios adicionales en la organización industrial del sector (Dileep, 2020), caracterizado aquél por la generación distribuida en el territorio a partir de fuentes renovables y la generalización de los medidores inteligentes que permiten descentralizar la generación y dado que muchas de las fuentes renovables son interrumpibles, los consumidores/productores (“prosumidores”) pueden entrar a la red en innumerables puntos vendiendo producción en el período

punta y comprándola en el período valle. Lo anterior suaviza las oscilaciones horarias, diarias, semanales y estacionales de consumo -que además tiene un grado de aleatoriedad en sus variaciones, lo que arroja predicciones de consumo solamente aproximadas- y permite -si dicha generación distribuida se generaliza- que el sistema no deba estar sobredimensionado en el valle para atender las demandas punta (Ferro et al., 2023).

En Argentina, que venía del modelo tradicional verticalmente integrado y con provisión estatal, en los años 1990s se privatizaron todos los segmentos y se construyó una estructura con generación competitiva, transmisión monopólica, distribución y comercialización por regiones, coordinación centralizada y regulación técnica y económica a cargo de agencias regionales para algunas etapas y nacional para la transmisión, distribución y comercialización en el área metropolitana (Romero, 1998). Ese esquema duró entre los años 1992 y 2002, cuando las tarifas fueron congeladas y comenzó una época de adaptación del sector a nuevas condiciones (Cont et al., 2021).

El origen de las privatizaciones fue doble en el país: microeconómica al permitir el cambio tecnológico la desintegración vertical, la privatización con la idea de infundir inversiones y eficiencia en la gestión y la introducción de la regulación como cometido del Estado para hacer funcionar la nueva arquitectura del mercado; por otro lado, tuvo una influencia macroeconómica por la peculiar situación de déficit fiscal crónico, alta inflación y tarifas que no cubrían costos, demandando subsidios del Estado. En el nuevo esquema, las tarifas serían de mercado y recuperarían costos. El proceso fue simbiótico con un programa antiinflacionario que fijó el tipo de cambio al dólar por una década, logrando bajar la inflación y ofreciendo una garantía implícita de recuperación de su inversión a los prestadores, mayormente extranjeros (Ferro et al., 2021).

Sin embargo, la apreciación cambiaría -resultante de políticas fiscales expansivas financiadas con endeudamiento externo- motivó elevado desempleo, agravado por una recesión que le adicionó el elemento cíclico negativo al final de la década de los 1990s. A fines de 2001 en medio de una crisis económica e institucional severa se devaluó la moneda, se congelaron las tarifas y comenzó un proceso de reversión de las reformas en las dos décadas siguientes, con diferentes episodios donde se intentó resolver por mecanismos de subsidio estatal los problemas financieros del sector. Así como el origen de las privatizaciones reconoce causas sectoriales (microeconómicas) y macroeconómicas, los cambios de políticas después de 2001 están ligados a aspectos distributivos (necesidad de subsidiar) que a su vez derivaron en problemas sectoriales que debieron ser corregidos (distorsiones por el congelamiento de precios y el crecimiento de la demanda sin incentivos a la expansión por el lado de la oferta), agravando por su naturaleza los problemas macroeconómicos (la dimensión de los subsidios afectando los resultados fiscales y las importaciones de energía que se hicieron necesarias para abastecer la acrecida demanda local). Medidas de naturaleza transitoria para atender la asequibilidad de las tarifas en un momento recesivo, con alto desempleo y devaluación de la moneda, se convirtieron en duraderos (Chisari y Ferro, 2005).

Dos décadas más tarde, las tarifas no cubren costos, las inversiones no se financian con tarifa, los clientes pagan una electricidad muy subsidiada y el Estado tiene un fuerte déficit fiscal por los subsidios al sector eléctrico (también se aplican similares políticas con el gas natural, los combustibles líquidos y el transporte público) y comercial por importaciones de combustibles. Las empresas sobreviven con subsidios a la inversión y a los costos operativos. Existe la necesidad de definir el modelo de organización industrial y

su coordinación, el grado de descentralización, el alcance de la regulación de la competencia y las adaptaciones regulatorias necesarias. Para promover inversiones en el sector se requieren modalidades contractuales que rijan las transacciones en forma previsible y estable y coloquen incentivos consistentes con los objetivos (Navajas, 2023).

El sector tiene varios posibles futuros por delante; aquí se explora una alternativa de diseño institucional para el sector de generación, que replique los incentivos a la modernización que existieron en los 1990s, corrija algunos problemas que se presentaron por el lado de los incentivos a la inversión, atienda la asequibilidad del servicio para los usuarios y funcione como puente para subirse a la nueva ola de cambio tecnológico basada en la generación distribuida, las fuentes renovables y los medidores inteligentes.

Para avanzar hacia el objetivo, nos preguntamos ¿Cómo fue el proceso de reforma en los noventa? ¿Qué funcionó bien y qué falló en la generación eléctrica con el diseño original? ¿Qué pasó en las dos décadas siguientes? ¿Qué funcionó bien y qué falló? ¿Cuál sería un diseño institucional para la generación eléctrica en Argentina que genere en simultáneo los incentivos a la eficiencia, tenga en cuenta los aspectos de equidad y permita entrar con fuerza y velocidad en la nueva ola tecnológica?

El ensayo se estructura en cinco secciones luego de esta introducción: en la sección 2 se describe brevemente la “función de producción” del sector eléctrico y su evolución reciente, en la sección 3 se pasa sintética revista a las reformas argentinas de los 1990s; en la sección 4 se analizan las dos décadas siguientes a la crisis macroeconómica de 2001-2002 donde se implementaron cambios que configuraron una reversión en los hechos de muchas de las reformas de los 1990s; en la sección 5 se

analiza un futuro posible para el sector de generación que corrija ineficiencias, prevenga inequidades y facilite la modernización tecnológica del sector; en la sección 6 se concluye.

2. La “función de producción” del sector eléctrico

La energía eléctrica tiene ciertas peculiaridades que la caracterizan: un aspecto clave es que la energía se produce y transmite en el mismo instante en que se consume (es decir, no es en principio almacenable con la tecnología actual más que en forma muy limitada); que generación, transmisión, distribución y comercialización estaban integradas en monopolios verticales y pudieron ser desintegradas, introduciendo competencia en algunas etapas (generación, comercialización) y manteniendo monopolios naturales -por subaditividad de costos- en transmisión (con acceso abierto) y monopolios de carácter regional en distribución. Dicha arquitectura de mercado requiere coordinación para el funcionamiento armónico del sistema: una entidad centralizada que permita que la oferta y la demanda se coordinen. Las cantidades que cada oferente aporta resultan de minimizar los costos del sistema sujetos a restricciones tecnológicas y de confiabilidad y a partir de ellas se determinan los precios en cada nodo de la red (Schweppe, et al., 1988). Las novedades tecnológicas más recientes son la horizontalización de la red (Smart grids) con creciente importancia de fuentes renovables (Ferro et al., 2023) y tecnología digital (Cont, 2021).

La reestructuración vertical implica varias cuestiones regulatorias importantes: la primera es el reconocimiento de los costos hundidos. La red que se conserva monopólica debe tener un peaje que no sea discriminatorio y condi-

ciones de acceso libres, que a la vez remunere la infraestructura y la mantenga. Los viejos esquemas verticalmente integrados solían contener subsidios cruzados para sostener tramos antieconómicos del servicio, que la nueva realidad puede demandar sean rebalanceados. La segunda cuestión regulatoria importante es la creación de nuevas instituciones: un regulador que arbitre, un administrador de mercado que coordine etapas y atribuciones a la autoridad de defensa de la competencia para que se mantengan condiciones equitativas de acceso (Rudnick y Velasquez, 2018). Si la separación es horizontal, como en el caso de distribuidoras que son monopolios regionales, se puede introducir competencia por comparación (“yardstick competition”) con benchmarking de productividad y costos (Hargreaves et al., 2006). Dicho proceso puede ser maximalista, estableciendo tarifas basadas en los costos de un promedio de distribuidoras, o minimalista fijando estándares mínimos comunes; una tercera alternativa es la competencia por exposición (“sunshine competition”) donde las diferencias de eficiencia se usan para “nombrar y avergonzar” (“naming and shaming”) frente al público a distribuidoras relativamente ineficientes (De Witte y Dijkgraaf, 2007).

La generación consiste en la transformación de “energía primaria” en “energía eléctrica”. La energía primaria puede provenir de fuentes no renovables (utilizando elementos de la corteza terrestre como carbón, petróleo, gas, uranio) o de fuentes renovables (utilizando la luz solar, el viento, reservas hidráulicas para hacer funcionar turbinas, geotérmica, biomasa, etcétera). Las primeras fuentes están en oferta limitada en la naturaleza y suelen tener alto impacto ambiental; del segundo grupo, muchas son interrumpibles y requieren cambios tecnológicos en las redes para que entreguen todo su potencial (Ferro et al., 2021).

Las tecnologías de producción pueden dividirse en aquellas con inversión fija relati-

1. Esto está siendo parcialmente corregido con la aparición del almacenamiento distribuido asociado a generación renovable y la movilidad eléctrica.

vamente elevada y bajos costos marginales por unidad de energía (piso de carga) y aquellas con inversión fija relativamente baja y altos costos marginales por unidad de energía (complemento de carga). Una combinación de ambas permite estructurar un parque económicamente óptimo. Además, cada tecnología tiene distintas capacidades de reacción a la demanda: algunas tienen costos de arranque bajos mientras que otras tienen costos de arranque elevados (Romero, 1998).

La energía generada se inyecta en una red de transporte de alta tensión que conecta con los centros de consumo. La red de alto voltaje conecta nodos mediante tramos o líneas. Luego, las redes de distribución de medio y bajo voltaje llevan el fluido a los clientes. Las características técnicas de las redes devienen de leyes físicas que rigen los flujos de energía. De la energía generada un porcentaje se pierde en las redes en el proceso de transmisión y distribución. Es decir, que se debe producir más energía que la demandada. Por otra parte, el sistema de generación requiere capacidad para responder a la demanda en tiempo real. Como la demanda es variable en el tiempo, la capacidad de generación estará parcialmente ociosa en los valles de demanda, dado que se proyecta y construye para las puntas. Debe existir un equilibrio permanente entre generación y consumo, que a su vez depende de lo que se genera, transporta y consume en el momento en los diferentes puntos de la red. Muchos generadores con tecnologías que difieren y costos disímiles van entrando o saliendo del despacho en diferentes momentos del día según la demanda aumente o se reduzca. Así como hay necesidad de una infraestructura dimensionada para la punta de consumo, hay umbrales mínimos de generación total que evitan la caída del sistema interconectado (Kirschen y Strbac, 2018).

Los aspectos técnicos de la red se refieren a la no direccionalidad de la energía: no es po-

sible enviar la energía por los tramos o líneas que se desea, sino que esta fluye a través de la red según la resistencia que las líneas le oponen. Ello implica que un momento del tiempo puede haber tramos congestionados y tramos con capacidad excedente y que además es difícil tarifificar el tránsito y valorar los servicios de transporte. Según las leyes de Kirchoff, la electricidad se distribuye entre los distintos caminos de una red de manera inversamente proporcional a la impedancia (relación entre la tensión alterna aplicada a un circuito y la intensidad de la corriente producida, medida en ohmios), de cada conexión o línea (Hogan, 1992). A su vez, la congestión en un tramo o condiciones de oferta y demanda en un nodo, influyen y dependen de lo que ocurre en toda la red, lo cual torna difícil individualizar el precio de una operación particular pactada en el mercado (Kovacs y Leverett, 1994).

La desintegración vertical aporta soluciones y nuevos problemas respecto de la integración vertical: por un lado, introduce competencia en la producción de electricidad, descentraliza decisiones de inversión en generación y de consumo para los clientes. Pero la interfaz entre un hipotético tramo competitivo y los clientes se mantiene monopólica: ello requiere regular condiciones y precio de acceso (peaje) para utilizar esa red. Un precio de acceso monopólico no regulado podría anular las ventajas de la competencia en generación para los clientes, y condiciones de acceso discriminatorias o restrictivas lo mismo, con el aditamento que esa discriminación la podría ejercer un monopolio en transmisión que además fuera generador en el tramo competitivo en desmedro de sus competidores, o si el precio de acceso fuera demasiado bajo, el capital de dicha etapa vertical de transmisión podría no ser adecuadamente remunerado y detener el crecimiento en el tiempo de la red de transmisión. La intervención no es caprichosa: hay fallos de mercado que corregir, como la presencia de tramos que son monopolios

naturales y de externalidades de red. El acceso abierto requiere un operador del sistema independiente que coordine el mercado, junto con un regulador con autoridad para hacer cumplir las normas (Chisari y Ferro, 2010, Pérez Arriaga, ed., 2013, Crampton, 2017).

En el mercado eléctrico los mecanismos de mercado coexisten con mecanismos normativos (“command and control”). Se requieren reglas muy específicas para su operación. La sostenibilidad del sector depende técnicamente de infraestructura costosa y durable, que a su vez depende de mecanismos de gobernanza: esto es, la forma en que las reglas se establecen y cambian, antes que de alguna regla en particular. Stoft (2002) identifica a las fallas en el diseño de estas reglas como la forma más común y costosa de fallos de mercado en el sector eléctrico.

La liberalización de los mercados mayoristas requiere un abordaje integral de la oferta y la demanda. Se requiere reducir la inelasticidad de la demanda integrando, al menos, a los grandes consumidores al mercado mayorista mediante contratación directa. La definición de gran consumidor determina cuáles pueden dejar de ser clientes regulados y cuáles permanecen cautivos de las distribuidoras. Las operaciones que se registren en los mercados desregulados enfrentarán volatilidad de precios, para lo cual pueden desarrollarse contratos de mediano o largo plazo que cubran a las partes de dicha volatilidad. La volatilidad de los precios spot de la electricidad, en tanto, puede ser cubierta con otros instrumentos financieros, como derivados (futuros, opciones, etcétera). Estos no son fáciles de crear y son muy sensibles a intervenciones puntuales si el volumen de operaciones es reducido. Los precios mayoristas también pueden ser muy volátiles en un contexto de escasez, donde pequeños cambios en producción o consumo causan grandes cambios en los precios (Petrecola y Romero, 2003).

El mercado mayorista, que es nuestra preocupación, puede desarrollarse de diferentes formas: 1) como pools de energía -donde se paga energía y capacidad-, 2) exchanges -donde se paga solamente energía-, 3) contratos bilaterales. De acuerdo con el grado de centralización de las decisiones siendo los pools los más centralizados (Chao y Peck, 1996; Wilson, 2002).

Los pools de energía multilaterales, como el mercado argentino antes de 2003, son mecanismos de clearing entre los diferentes generadores y compradores conectados a la red. Todos los oferentes venden a un pool, se determinan ofertas por horas, quiénes entran a ofrecer, las cantidades ofrecidas por cada uno y quiénes y cuánto consumen. Un precio de equilibrio determina cuáles centrales producen y cuánta energía suministra cada uno. Los mercados de contado o spot definen el derecho del tenedor de la red a utilizar una unidad de transmisión y vender derechos a los generadores para transportar energía entre nodos. Sin embargo, la energía que se puede transportar en un tramo depende de varios factores. Por ello, los precios spots pueden ser reemplazados o complementados con precios nodales (para tratar problemas de congestión, tal como ocurriría en una autopista en horarios de mucho tránsito, cobrando más por circular por allí) o estableciendo otras formas de contrato, como un análogo de la estampilla de correo que tiene un precio uniforme para cualquier punto del territorio más allá que el costo de llegar a cada uno sea diferente (Joskow y Tirole, 2000).

En el mercado spot se combinan problemas por el lado de la oferta y de la demanda que hacen los mecanismos de mercado demasiado lentos y costosos. Específicamente por el lado de la oferta puede haber fallas de generadores o problemas de abastecimiento de energía primaria, y por el lado de la demanda, errores de predicción (sobrestimación o subestimación

de la demanda). Mientras tanto, las diferencias entre generación y carga sobre el sistema podrían cubrirse en forma instantánea con un Exchange, donde no se remunera por separado la potencia sino que se pagan valores extraordinarios cuando ocurren picos de consumo particulares (spikes) (Nersesian, 2016).

El comprador de un contrato de futuro, por último, puede utilizar toda la energía que demande durante un período a un precio contractual fijo, que fija también condiciones de suministro -por ejemplo, ante interrupciones- y compensaciones -por fallas en el suministro-. Puede haber contratos a largo plazo con precios y cantidades físicas establecidos y garantizados. Las subastas de contratos a largo plazo pueden ser mecanismos efectivos para atraer nuevos oferentes al sistema.

Otros aspectos que pueden persistir son el poder de mercado en la actividad de generación, que pudiera conservar algún proveedor importante (por ejemplo, el viejo monopolista vertical que haya conservado una participación en el mercado ahora abierto a la competencia). Asimismo, las barreras a la entrada para nuevos generadores, por ejemplo, por asimetrías en favor de las empresas que ya están en el mercado, la dificultad de conseguir emplazamientos físicos para instalar nuevas centrales, las diferencias entre generadores que tienen una cartera de centrales de diferentes tecnologías y que balancean costos fijos y variables y riesgos, respecto de aquellos que solamente tengan un tipo de tecnología en sus plantas (Romero, 1998).

3. Las reformas de los 1990s en Argentina: de la generación al precio final

El sistema eléctrico argentino se componía de empresas públicas nacionales y provinciales, casi totalmente interconectadas en 1991 (dos sistemas interconectados se transformaron en el actual SADI). En 1992 se privatizaron

las empresas SEGBA² y AyE³, compuestas en el primer caso por cinco centrales térmicas y tres distribuidoras en el área metropolitana de Buenos Aires, y en el segundo caso por nueve centrales térmicas, ocho hidroeléctricas, una hidrotérmica y cuatro transportadoras troncales. Posteriormente se privatizó Hidronor⁴, que gestionaba cinco hidroeléctricas y junto con AyE cinco transportadoras regionales. Se creó Transener⁵ que tomó activos de SEGBA, AyE e Hidronor, e integró la red de alta tensión del sistema interconectado nacional en un monopolio nacional de transmisión. Las transportadoras y distribuidoras troncales quedaron constituidas por nueve empresas regionales. El despacho nacional de cargas se escindió de AyE para servir de base a CAMMESA⁶, como coordinador del sistema (Gerchunoff et al, 2003).

Las generadoras térmicas fueron vendidas, las hidroeléctricas concesionadas a 30 años, las líneas de transporte y distribución fueron concesionadas por 95 años, divididas en períodos de administración. Se estableció un regulador federal denominado ENRE⁷, con jurisdicción nacional para generación y transmisión y regional para la distribución en el área metropolitana de Buenos Aires. El marco normativo de más alto nivel fue la Ley 24065 de Régimen de la energía eléctrica, que introdujo la desintegración vertical, el tope a la participación en el mercado de las generadoras al 10% del total, acceso abierto en transporte

2. Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires. Las tres distribuidoras regionales a las que dio origen fueron denominadas EDENOR (antigua CIAE), EDESUR (antigua CADE) y EDELAP.

3. Agua y Energía. En los años 1980s había traspasado a las provincias varias generadoras y distribuidoras regionales.

4. Hidroeléctrica Norpatagónica.

5. Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión.

6. Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico SA.

7. Ente Nacional Regulador de la Electricidad.

y distribución, prohibición a los transportistas de comprar y vender energía o ser accionistas mayoritarios en empresas generadoras y sancionando que el transporte y la distribución serían ambos monopolios, el primero nacional, la segunda con alcance regional (Romero, 1998).

El mecanismo regulatorio adoptado para la distribución fue un Price Cap con la fórmula de ajuste $RPI-X+Y$, donde RPI era en realidad el promedio de precios mayoristas y minoristas de Estados Unidos⁸, X era un factor de ganancias de eficiencia requeridas, Y era la suma del costo de la energía más el costo del transporte hasta la distribución. La regulación establece objetivos de calidad referidos a los niveles y oscilaciones de tensión, frecuencia y duración de cortes, tiempos para pedidos de conexión y tratamiento de errores de facturación, estableciendo sanciones económicas por incumplimiento que se devuelven al usuario. El suministro del servicio se declaró obligatorio. Las tarifas se revisarían quinquenalmente (Romero, 1998).

El precio de la energía era el valor de esta en el centro de carga (nodo Ezeiza), el que se calculaba como el mayor costo marginal de generación entre los nodos vinculados, ajustado por las pérdidas marginales. Para los nodos no vinculados al mercado se calculaban precios locales, iguales al mayor costo marginal de generación dentro del área desvinculada. Existían mercados de futuro instrumentados a través de contratos que fijaban cantidades, precios y condiciones libremente definidas entre las partes. Existía un mercado spot de energía y potencia en el mercado de futuro para cubrir excedentes y faltante y un precio

spot horario (con grandes variaciones), basado en los costos de generar un MW adicional para satisfacer la demanda de mercado del momento. En cada nodo se fijaba el precio de mercado menos el valor marginal de las pérdidas. Al pagarse a la generación el costo marginal de la última máquina que despachaba, se generaban rentas para generadores de menor costo (inframarginales). Además, los generadores cobraban por potencia puesta a disposición, de modo de remunerar la necesidad de reserva del sistema. Los grandes consumidores podían comprar directamente a los productores usando “bypass” comercial (pagando transporte) o “bypass” físico, evitando distribución con conexión directa al transportista (Romero, 1998).

La oferta de la industria es escalonada al nivel de los diferentes costos variables de las generadoras y se hace totalmente inelástica cuando se agota la capacidad. La demanda es horaria, dependiendo su nivel en cada hora, la demanda corta a la oferta en diferentes escalones. La demanda “pico” cortaría a la oferta total del sistema al precio precio-pico. Para evitar la variabilidad horaria se introdujeron precios estacionales, ajustables cada tres meses en forma anticipada. A dicho precio, las distribuidoras y grandes usuarios compraban en el mercado spot durante un cuatrimestre. Las diferencias de valor entre compras y ventas en el mercado spot horario se depositaban en un fondo de estabilización. Los consumidores finales pagaban tarifas que se alimentaban de los precios de potencia y energía pagadas a la generación (contratos y spot) más los peajes pagados a la transmisión más el VAD (Valor Agregado de Distribución) reconocido a las distribuidoras, más los impuestos. CAMMESA administraba el pool y el fondo estabilizador. Los grandes usuarios podían contratar directamente con los generadores. De estos, los térmicos adquirían gas o combustibles líquidos en los mercados respectivos (Petrecolla y Romero, 2003).

8. La Ley de Convertibilidad de la moneda argentina prohibía la indexación en moneda nacional. Ese instrumento jurídico fue la clave del plan de estabilización introducido en 1991 al fijar el tipo de cambio y desindexar (nominalizar) la economía.

4. Los cambios de las dos últimas décadas (2002-2023)

Como resultado de la reestructuración del sector hubo un crecimiento importante en el número de agentes actuando en el mercado en los 1990s, tanto por el lado de la oferta como por el de la demanda, mejoró la calidad del sistema y se redujeron las pérdidas de energía. Los precios mayoristas de la electricidad se redujeron significativamente por la competencia en la etapa de generación y por la introducción de nuevo equipamiento más moderno, parte del cual era de ciclo combinado (Gerchunoff et al., 2003).

Sin embargo, el proceso devaluatorio de la moneda local iniciado en los primeros días de 2002 tuvo un efecto sobre los costos, encareciendo los insumos importados y el servicio de la deuda de las empresas, contraída mayormente en dólares y en el mercado internacional. La “Convertibilidad” (tipo de cambio garantizado por ley) fue el marco para los contratos entre agentes, muchos de los cuales se escribieron directamente en dólares. El ajuste completo de las tarifas a la devaluación ($ARS\ 1 = US\$ 1$ hasta el 5 de enero de 2002 y un máximo de $ARS\ 4 = US\$ 1$ en agosto, aunque luego decreció hasta 2007 en que tomó impulso de nuevo, junto con la tasa de inflación) hubiera sido imposible de pagar, dado que los salarios inicialmente permanecieron en pesos nominales, más allá que un cuarto de la población activa estaba desempleado y sin ingresos al momento de la devaluación. El gobierno tomó la decisión de congelar las tarifas a los niveles en pesos anteriores a la devaluación (“pesificación”). Los contratos fueron enviados a “renegociación” en una entidad específica sin que hubiera de antemano una fecha establecida para su conclusión. Por otra parte, el traspaso de la devaluación a precios fue parcial y lento, debido al cuadro recesivo inicial y a la conjunción de políticas monetarias y fiscales

restrictivas. Así, entre enero de 2002 y mayo de 2003, el tipo de cambio aumentó un 185%, el IPC (inflación minorista) un 40% y el IPIM (inflación mayorista) un 110%. La pesificación de las tarifas afectó la cadena de pagos, especialmente de los productores de gas y las compañías de generación (Chisari y Ferro, 2005).

La recuperación de la economía que se dio en los años posteriores a la crisis junto con la caída del precio relativo de la electricidad por el congelamiento motivó aumentos en la demanda de electricidad. En el mercado mayorista, aguas arriba se reguló el precio del gas destinado a las usinas y se implementaron subsidios a las compras de combustible para producir electricidad, mientras que aguas abajo se mantuvieron congeladas las tarifas de transporte y distribución, introduciéndose subsidios para la compra de energía. Múltiples normas afectaron el precio medio, con ello el funcionamiento del sector y cuando los subsidios tomaron volumen afectaron la macroeconomía a través del déficit fiscal y la importación de energía. Las medidas que se preveían transitorias se fueron dilatando en el tiempo y las distorsiones se fueron acumulando unas sobre otras (Ferro et al., 2021).

En generación terminaron coexistiendo múltiples remuneraciones lo que implicó que se desvanecieran paulatinamente las señales de largo plazo presentes en los precios de energía y potencia. La Resolución 240/03 cambió el mecanismo de determinación de precios, estableciendo una cota al precio que redujo las rentas inframarginales que recibían las generadoras. Como dicha cota fue erosionada por la inflación, en la práctica ello significó la eliminación de las rentas a generadores inframarginales y los incentivos que ofrecían éstas. El precio de la potencia tampoco se ajustó y cayó en términos reales. Inicialmente no se generaron mecanismos para compensar la eliminación de la señal de precios a las inversiones.

La creciente demanda mostró la insuficiencia de la capacidad de generación. En ese contexto, aparecieron mecanismos alternativos de financiamiento y remuneración de nuevas centrales dado que ya no funcionaban los esquemas anteriores que premiaban a los generadores inframarginales. El precio de mercado comenzó a determinarse considerando el precio del gas como costo variable de producción (CVP) máximo de cada central y se establecieron sobrecostos transitorios de despacho para compensar a las térmicas con CVP mayor al precio determinado, remunerando la potencia puesta a disposición. Se fijó un precio máximo que se tornó operativo hasta en horas valle.

De acuerdo con la Resolución 240/2003, el despacho se realizaría tomando como referencia para el CVP considerado sólo el precio del gas (con independencia de si se usaba dicho combustible o no), se establecía un precio máximo de \$ 120 por MWh, y se aplicaba un Sobrecosto Transitorio de Despacho (STCD) para compensar a las usinas térmicas cuyo CVP fuera mayor al precio determinado, eliminando de esa forma parte de las rentas inframarginales. Hay situaciones diferentes según el precio máximo sea o no operativo. En el primer caso, todas las generadoras con costos mayores son compensadas por un Sobrecosto Transitorio de Despacho (SCTD), pero no cobran rentas inframarginales. Para las generadoras de menores costos persisten rentas inframarginales. En el segundo caso, la totalidad de las rentas inframarginales son eliminadas. El efecto es similar al caso anterior, pero las rentas son aún menores.

Un precio máximo muy bajo afectaría la sostenibilidad del negocio de generación si no permitiera recuperar los costos del capital. Cada tecnología de generación tiene diferente estructura de costos, por lo que un precio máximo uniforme para todas las usinas podría

generar una renta positiva para algunas y una renta negativa para otras.

En los hechos, la inflación erosionó el precio máximo (nominal) de retribución a la generación, afectando su sostenibilidad de corto plazo. Las empresas fueron afectadas de manera disímil, dependiendo de la tecnología y antigüedad de sus activos. Las rentas de las generadoras hidroeléctricas bajaron en mayor medida. Aparecieron medidas correctivas que derivaron en una regulación cost plus en generación (Resolución 95/2013 y modificatorias 529/2014 y 14-482/2015) y en un precio de compra del gas regulado (US\$ 2,60 por MMBtu), que también terminó siendo subsidiado⁹. También se entregó combustible líquido a los generadores en forma subsidiada y se los compensó por la disminución de las rentas. Se los comenzó a remunerar por costos variables (no combustibles), fijos y un adicional, habiendo diferentes remuneraciones por tecnología y tamaño. La participación de la demanda en el mercado eléctrico también se vio afectada por la caída de la actividad de comercialización con grandes usuarios que decidieron ingresar como clientes directos de las distribuidoras.

En lo que respecta a las señales de largo plazo se desincentivaron inversiones eficientes de más bajo costo, acordes con un portafolio afín a criterios de seguridad de suministro del sistema. En orden cronológico, se fueron aplicando mecanismos alternativos de financiamiento y remuneración de nuevas centrales: FONINVEMEM (Resoluciones 712/2004, 1424/2004, 1193/2005), Energía Plus (Resolución 1281/2006), Contratos de Abastecimiento (Resolución 220/2007), Generación Distribui-

9. En años posteriores se importaría gas más caro de Bolivia y especialmente gas líquido en barco de destinos lejanos, como Trinidad y Tobago o Qatar para regasificar en puerto de modo de abastecer la creciente demanda.

da ENARSA (Resolución 1836/2007)¹⁰, Contratos con Unidades controladas por el Estado Nacional (Resolución 200/2009), GENREN Provisión Energía Eléctrica a partir de Fuentes Renovables (Resolución 712/2009)¹¹, Programa Nacional Grandes Obras Hidroeléctricas (Resolución 762/2009)¹², Contratación directa de unidades renovables (Resolución 108/2011)¹³, etcétera. Las diferentes alternativas tenían diversa importancia tanto en términos de capacidad como de producción.

Para 2007 era clara la insuficiencia de capacidad de generación, la imposibilidad de cubrir la demanda creciente y la obsolescencia del parque de generación. El margen de reserva que era del 30% mensual en 2004 ya había caído al 10% (con niveles críticos cercanos al 5%) en 2014. Los mecanismos alternativos de financiamiento de inversiones antes mencionados solamente representaban algo más de un quinto de la generación en 2014, por lo cual tenían escasa influencia en el precio medio. Entre 2008 y 2010 entraron nuevas centrales financiadas por FINIVEMEM y por el aumento de la cota de la hidroeléctrica Yacyretá, pero

los ingresos de potencia posteriores a 2007 no alcanzaron a revertir el bajo margen de reserva, debido a la creciente indisponibilidad de generación térmica, derivada de envejecimiento y obsolescencia del parque de generación. Los esquemas de remuneración posterior discriminaron por tecnología y tamaño, por costos variables no combustibles, por costos fijos, y por adicionales para financiar inversiones. De ese modo, desde 2013 en adelante se produjo cierta recomposición ad hoc de los ingresos de los generadores, en forma de una regulación implícita de cost plus, pero sin seguir protocolos regulatorios para determinar los precios.

La sostenibilidad del negocio de generación se vio afectada por la eliminación de la mayor parte de las rentas inframarginales derivadas de que el precio máximo de 120 \$/MWh se hizo operativo para la mayor parte de las horas de operación del sistema (incluyendo horas valle). Para compensarlo, la Secretaría de Energía implementó la Resolución 95/2013 (luego modificada por las Resoluciones 529/2014 y 482/15), remunerando los costos variables (no combustible), los costos fijos y un adicional¹⁴. Esta normativa establecía una “Disponibilidad objetivo” a ser satisfecha durante un año por una unidad de generación de cuatro tecnologías, calculada como la disponibilidad promedio de cada tecnología durante los últimos tres años. Establecía un esquema de remuneración de la “Potencia Puesta a Disposición” (PPAD) mediante la “Remuneración de Costos Fijos” durante las horas de remuneración de la potencia. El cálculo dependía de parámetros que variaban con el tipo de generación, tecnología y escala). Se estableció un nuevo esquema de remunera-

10. Permitía a Cammesa concertar contratos de abastecimiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) con ENARSA (Energía Argentina SA), en las que ésta licitaba contratos de instalación, provisión, mantenimiento y operación de la central, con duración máxima de 3 años (+ 6 meses).

11. Habilitaba la realización de contratos de abastecimiento entre el MEM y las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada presentadas por ENARSA en el marco de las licitaciones para instalación de generación a partir de fuentes renovables adjudicadas en 2010, con un plazo de 15 años +/- 18 meses. Había dos tipos: 1) con respaldo de potencia (Biodiesel) y 2) sin respaldo de potencia (solar, eólico).

12. Su objetivo era incentivar la inversión en centrales hidroeléctricas. Se aseguraba el flujo necesario para el repago de las inversiones. Se habilitaba la realización de contratos de abastecimiento por parte del MEM (Cammesa), con plazos de 15 años, extensibles por la Secretaría de Energía.

13. Habilitaba la firma de contratos de energía renovables (similar a la Resolución 712/09) a todos los agentes del MEM sin necesidad de la realización de una licitación, con plazos de 15 años +/- 18 meses.

14. Eran excepciones las centrales nucleares, centrales hidroeléctricas binacionales, energía y/o potencia comprometida en contratos regulados con la Secretaría de Energía, Resoluciones 1193/2005, 1281/2006, 220/2007, 1836/2007, 200/2009, 712/2009, 762/2009, 108/2011, 137/2011, y cualquier otro tipo de contrato de abastecimiento con régimen diferencial acordado con la Secretaría de Energía.

ración de costos variables (no combustibles) y se creó el concepto de remuneración adicional, cuya remuneración sería separada en dos partes: una lo cobrarán los agentes comprendidos directamente y la otra pasaría a formar parte de un fideicomiso destinado a inversiones.

Los precios de los contratos de abastecimiento (Res. 220/07) y la generación no convencional renovable tuvieron precios significativamente más altos que los demás. En simultáneo, hubo una importante diferencia entre lo que debían abonar los compradores en el MEM (distribuidores y grandes usuarios) y las remuneraciones mencionadas.

CAMMESA se encargaba de hacer compensaciones (el “clearing”) entre pagos y cobranzas utilizando cuentas de apartamiento creadas a tal fin. Para completar las remuneraciones de los generadores cuando las cobranzas no eran suficientes, debía seguir los criterios dictados por la Secretaría de Energía, que también eran caso por caso. Por ejemplo, la diferencia entre el precio estacional y el precio estacional subsidiado que pagaban las distribuidoras era transferida por el gobierno (subsidio explícito); hubo ausencia de actualización de los precios: la existencia de un precio estacional para las compras de las distribuidoras no se fue ajustando de acuerdo a la variación del precio spot y también se produjo una ruptura de la cadena de pagos por la falta de pago de algunos conceptos recaudatorios por parte de las distribuidoras (por ejemplo, el SCTD). Estas situaciones se resolvieron con otras decisiones ad hoc.¹⁵

Según el Ministerio de Economía y CAMMESA, entre 2003 y 2015 se incorporaron

6.633 MW de potencia correspondiente a energía térmica, principalmente mediante el FONINVEMEM (de un total de 9.170 MW). El programa Genren se lanzó en 2009 con el objetivo de incorporar energía renovable a la matriz energética mediante licitaciones a través de ENARSA que posteriormente vendería al MEM. El Genren se encuadraba dentro de la Ley 26190 de fomento del uso de fuentes renovables para la producción de energía eléctrica, sancionada en 2006. Fue modificada por la Ley 27191 de 2015. La Ley 27191 creó el FODER, un fideicomiso de administración y financiero. Posteriormente, los Decretos 531/2016 y 471/2017 reglamentaron esta Ley y al FODER. Estas normas no tuvieron mayor efecto en el desarrollo de las energías renovables en el país, más allá de sentar las bases legales (Fernández, 2020).

El Decreto 134/2015 declaró la emergencia del Sector Eléctrico Nacional con el objetivo de fomentar las inversiones en generación, transporte y distribución de energía eléctrica. Para satisfacer las necesidades de corto plazo, la Secretaría de Energía Eléctrica, mediante la Resolución 21/2016, convocó a los interesados a ofrecer potencia y energía térmica para la demanda del verano 2016/2017, invierno de 2017 y verano de 2017/2018. Además, a partir de 2016 se realizaron diversas convocatorias para contratar provisión de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables, definidas como energías no fósiles como la energía eólica, solar térmica, solar fotovoltaica, geotérmica, mareomotriz, undimotriz, hidráulica (hasta cincuenta MW), biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración, biogás y biocombustibles. Estas convocatorias, denominadas Renovar, tomaron la forma de subastas y fueron realizadas cuatro rondas hasta 2020 (Fernández, 2020).

En resumen, existió una gran diversidad de normas que afectaron la operación y la in-

15. En años posteriores se importaría gas más caro de Bolivia y especialmente gas líquido en barco de destinos lejanos, como Trinidad y Tobago o Qatar para regasificar en puerto de modo de abastecer la creciente demanda.

versión en generación, se observó la alteración artificial del ajuste entre oferta y demanda, hubo falta de consistencia entre los conceptos de recaudación y remuneración de la generación y la ausencia de una correcta definición de los mecanismos necesarios para sustituir las pérdidas de rentas inframarginales como señal de largo plazo.

Si bien este estudio se centra en la generación, también la distribución enfrentó problemas financieros, en particular, se vieron afectadas EDENOR y EDESUR (las más grandes del país, sumando ambas el 40% de la producción y los clientes). El congelamiento de tarifas generó atrasos en el Valor Agregado de Distribución (VAD), en inversiones en activos de distribución y afectó la calidad de servicio. Aumentaron los cortes y su duración, empeorando los indicadores SAIDI¹⁶ y SAIFI¹⁷. Las tarifas cayeron en términos reales, requiriéndose para su mejora tanto recomponer el VAD como el precio en el mercado mayorista. El VAD refleja el costo marginal de la prestación del servicio de distribución. Tiene el objetivo de remunerar a las distribuidoras por sus costos operativos, desarrollo de redes e infraestructura, depreciaciones y el retorno del capital (tasa de rentabilidad “razonable”). La tarifa eléctrica que pagan los usuarios finales se compone de los costos de generación y transporte, más los costos de distribución (VAD), más impuestos de todas las jurisdicciones. La transmisión, en tanto, ha crecido y no serían prioritarias mayores inversiones en el mediano plazo, exceptuando la inclusión de Tierra del Fuego al SADI, el reforzamiento de redes que abastecen el AMBA¹⁸ o líneas para

despachar nuevas centrales hidroeléctricas. Subsisten problemas en líneas de alta tensión de 132 KW.

5. Reformas para un posible futuro

5.1 En busca de un diagnóstico

El esquema de los 1990s funcionó adecuadamente para promover la generación mientras el esquema cambiario equilibraba tarifas, valor de los activos y pasivos de las empresas, aunque se discute que promoviera las inversiones necesarias en generación al no dar señales claras de escasez en el largo plazo. Por su parte, el deterioro económico y social producido por la recesión a partir de 1998, el creciente desempleo a partir de 1994, el aumento de la pobreza y el crecimiento de la desigualdad de ingresos generó dificultades para que un segmento importante de la población pudiera solventar tarifas de mercado. El 6 de enero de 2002 se sancionó la Ley de Emergencia Económica N° 25.561 que dejó sin efecto las cláusulas de ajuste por dólar establecidas en el contrato de concesión. La devaluación de principios de 2002 le dio el golpe de gracia al esquema, dado que la recomposición de tarifas necesaria era económica y políticamente inviable (Chisari y Ferro, 2005).

Sin embargo, el congelamiento tarifario acompañado de un escenario de fogueo inflacionario en 2002, relativa estabilidad de precios y apreciación del tipo de cambio nominal posterior, pero aceleración inflacionaria desde 2007, empezó a atrasar fuertemente las tarifas. Las empresas habían renegociado pasivos, vendido activos, suspendido planes de inversión y absorbido caídas en rentabilidad, y el servicio empezó a exhibir caída en su desempeño. Como apunta Medina (2024), a partir del 2011 las distribuidoras comenzaron a no pagar sus deudas con CAMESSA para poder afrontar los costos operativos y de inversión necesarios. Las pérdidas totales de energía

16. System Average Interruption Duration Index (índice de duración promedio de las interrupciones al sistema).

17. System Average Interruption Frequency Index (índice de la frecuencia promedio de las interrupciones al sistema).

18. Área Metropolitana de Buenos Aires.

reportadas por las distribuidoras EDENOR y EDESUR llegaron a un mínimo del 10% en el año 2000, desde niveles que los triplicaban y hacia 2022 estaban cercanas al 15%. Los indicadores SAIDI y SAIFI tuvieron incrementos en los primeros años 2010.

Para el año 2015 el sistema eléctrico argentino se encontraba con una demanda creciente fruto de tarifas congeladas, inversiones privadas estancadas, con compañías que sobrevivían gracias a los subsidios de la Nación a través de CAMMESA, con la cual acumulaban deudas crecientes, y una dependencia total de las inversiones y/o planes de fomento del Estado (Fernández, 2020). Entre 2015 y 2019 se recompusieron parcialmente las tarifas y se mejoraron indicadores de calidad de servicio, pero a principios de 2020 se congelaron nuevamente las tarifas, concomitantemente con aceleración de la devaluación del tipo de cambio y aumento de la inflación en los años siguientes. El año 2020 fue recesivo por la pandemia de COVID 19, aunque los niveles de actividad se recuperaron aproximadamente en 2021.

A principios de 2024 se encuentra la oportunidad de recomponer valores reales de las tarifas para resolver los problemas de sostenibilidad del servicio, sin embargo, hay cuestiones que pueden abordarse para resolver otros problemas que existieron antes de los congelamientos tarifarios: las señales de largo plazo a las inversiones y los aspectos de equidad distributiva. Entre las opciones abiertas, aquí se analizarán las siguientes:

1. Un retorno a los criterios de los 1990s, mediante la organización del mercado de generación a través de un pool centralizado con costos declarados
2. Pool centralizado con subastas duales (diferenciando generación vieja y nueva, por ejemplo) de contratos de distinta duración.

3. Introducción de un sistema de mercados bilaterales

La opción 1 es de aplicación inmediata, resuelve sostenibilidad (el corto plazo), pero persistirían en el largo plazo los problemas de señales a la inversión (precios iguales a costos marginales con rentas inframarginales no se trasladan automáticamente las inversiones en capacidad) y los aspectos distributivos. La opción 2 lleva más tiempo, y quizás es un esquema puente entre 1 y 3. Hay mucha experiencia acumulada por lo realizado por nuestros vecinos Chile y Brasil (Serra, 2022; Hochberg y Poudineh, 2021). Persistiría la cuestión distributiva. La opción 3 es más compleja, implica cambios legislativos y tampoco tiene contemplada la cuestión distributiva. Por lo tanto, nos concentraremos en la opción 2 y haremos alguna referencia a los aspectos distributivos, donde propondremos un esquema muy simplificado.

La determinación del precio en el mercado mayorista se realiza en forma horaria a partir del costo (marginal) de generar un MWh adicional para abastecer la demanda del sistema en ese instante. Como consecuencia de ello, el precio spot de la energía presenta, hora a hora, una significativa variación. El precio de la electricidad en cada nodo vinculado al mercado es igual al precio de mercado menos el valor de las pérdidas marginales debidas al transporte de la energía. El precio de mercado corresponde al valor de la energía en el centro de cargas, el que se calcula, en líneas generales, como el mayor costo marginal de generación entre los nodos vinculados ajustado por las pérdidas marginales. De acuerdo con esta regla, los generadores de menores costos marginales obtienen una renta originada en que son remunerados al costo marginal de la última máquina despachada. Además, los generadores pueden o no cobrar por potencia puesta a disposición, una forma de remunerar la necesidad de reserva del sistema.

La “adecuación de la generación” es la capacidad del sistema para satisfacer la demanda total en cada momento. La adecuación aumenta la probabilidad que haya suficiente capacidad para satisfacer la demanda, pero no reduce la necesidad de reservas para operar el sistema en tiempo real. Se diferencia de la “seguridad de oferta”, que trata de la flexibilidad del sistema para balancear el sistema bajo condiciones cambiantes. Bajo condiciones ideales los mercados spot proveen resultados eficientes tanto en el corto como en el largo plazo (Schweppe et al., 1988). La cuestión es si en la práctica los resultados se acercan a este ideal teórico. La crisis del sistema eléctrico en California ha desafiado la visión de que la organización de mercados eléctricos desregulados por sí mismos alcanzarían resultados óptimos en el largo plazo, y que, sin ningún pago colateral por potencia, alcanzan para incentivar la inversión en generación (Hogan, 2014). Joskow (2008) y Crampton et al. (2013) argumentan que, en presencia de fallas de mercado normales en los mercados eléctricos, los niveles óptimos de inversión en generación no son alcanzables.

La insuficiente inversión en generación reconoce dos explicaciones alternativas: 1) El problema de “missing money” creado por la existencia de precios máximos es un ejemplo de “desaparición del mercado”. Sin esa restricción “administrativa” habría un mercado que remuneraría la disponibilidad; 2) El mercado de potencia no puede operar satisfactoriamente por sí mismo debido a fallas de mercado por el lado de la demanda. Su funcionamiento requiere la implementación de una política de confiabilidad relacionada con la operación del sistema en tiempo real, las reservas operativas y la capacidad instalada, sin la cual el sistema generaría subinversión. Bajo el primer diagnóstico se recomienda minimizar el rol del administrador. En el segundo caso, al asumir la imperfección del mercado, se buscan soluciones alternativas a través de mecanismos regulatorios.

En los mercados spot competitivos, el precio se forma de manera que la disposición marginal a pagar iguala el costo marginal de producción. Esta mecánica que opera para transacciones diarias u horarias genera excedentes para los oferentes cuyo costo marginal de producción es inferior al precio de equilibrio (oferentes inframarginales). Dado que en estos mercados la oferta se conforma con los costos marginales de corto plazo (los cuales incluyen principalmente los costos de combustibles en el caso de las usinas térmicas), los excedentes mencionados forman parte de la remuneración del capital. Cada generador es remunerado sólo a través de sus ventas de energía. En la explicación 1), los costos fijos están cubiertos por la renta inframarginal y la renta de escasez. La ocurrencia de “spikes” (picos extraordinarios de demanda) daría la señal a los inversores para invertir en unidades que cubran los picos.

Es importante ilustrar cómo funciona el modelo de despacho para entender de dónde surge la recaudación para eliminar las restricciones de largo plazo del sistema de transmisión. El coordinador del mercado realiza el despacho óptimo a partir de información de costos de generación que revelan los productores y de las restricciones de capacidad -generación y transporte- y tecnológicas -leyes de Kirchoff. En el modelo teórico, el despacho óptimo surge de maximizar el excedente del consumidor neto de costos de generación sujeto a las restricciones capacidad (de transporte y generación) e incluyendo también como restricciones a las leyes físicas que existen en este sector (Schweppe, et al., 1988). En la práctica, se plantea como objetivo la minimización del costo total de generación que permita cumplir con la demanda exógenamente dada, sujeto a las restricciones mencionadas.

El funcionamiento del sistema en el corto plazo puede ser explicado a través de un modelo de flujos de potencia llamado DC Flow.

Un modelo DC representa la relación entre los flujos en las líneas de una red de transporte de energía eléctrica y los vectores de demanda y generación por nodo y ofrece una medida de las pérdidas en el transporte. El modelo de despacho coordina completamente la actividad del sector en el corto plazo. Además, junto con el mecanismo de determinación de los precios emite señales para que los productores diseñen sus planes de producción. Sin embargo, en presencia de fallas de mercado estas señales no aseguran la optimalidad de las inversiones.

Si se acepta la explicación 2), la decisión de establecer un mecanismo de remuneración de capacidad puede estar basada en: asegurar la presencia de participantes para balancear el sistema, resolver el problema de missing money, por presencia de subsidios o topes (“caps”) sobre el precio spot, anexas la oferta de generación basada en energías renovables que se beneficia de subsidios específicos o administrar un patrón específico de consumo (uso de energía coincidente con los picos de producción solar o eólica, por ejemplo, almacenamiento en baterías de autos eléctricos en períodos valle de consumo para venta a la red en períodos pico, etcétera). Algunas de las alternativas de remuneración de capacidad son: pago de capacidad, reservas estratégicas, obligación de capacidad, subasta de capacidad y opción de confiabilidad. Un mecanismo de remuneración de capacidad requiere evaluar un apropiado nivel de holgura (por ejemplo, 110% de la demanda máxima).

En el sistema argentino de los 1990s no se incluía este componente, cuyo objetivo específico es remunerar las máquinas de punta. Se lo sustituyó por un pago de potencia puesta a disposición. En teoría, es posible calcular el pago de potencia de tal manera de compensar exactamente el efecto de γ_{LP} sobre los precios. Para ello se requiere recomponer el precio de la potencia puesta a disposición para que

refleje el valor de la energía no suministrada o la recuperación de una máquina de punta para cubrir los períodos pico. Al mismo tiempo es preciso incluir un precio máximo que corte los “spikes”. Por otro lado, con el componente de corto plazo del precio spot, las empresas recuperan sus costos variables y fijos. Dentro de estos últimos costos, es necesario separar los costos de capital de la inversión inicial y los correspondientes a la renovación de los activos en el futuro. Es decir, parte de las rentas infra-marginales también incentivan la inversión.

En lo que sigue nos concentramos en este elemento de las rentas que se producen por diferencial entre el precio de mercado mayorista y los costos de generación. El precio spot “actual” sería el resultante de una oferta “actual” distorsionada por los subsidios al abastecimiento por parte de plantas ineficientes y no daría las señales para la expansión del sector. Un precio spot no distorsionado induciría las inversiones para que la curva de oferta se transforme en una no distorsionada. Volviendo a una curva de oferta más baja lo antes posible morigeraría los precios y por ende menos presión sobre los hogares y competitividad de la economía.

¿Por qué el precio spot “actual” se dice que está distorsionado? Porque este precio sería muy elevado por el portafolio de generación sesgado hacia máquinas de altos costos. Para que la demanda no solvente estas distorsiones, se puede pensar en la inclusión de un cap al precio de mercado a partir de un despacho con una curva de oferta “no distorsionada,” por ejemplo tomando como referencia un parque de generación de mediano plazo (con las centrales con fecha de ingreso anunciada) o de largo plazo (con centrales correspondientes a un sistema optimizado o que surjan de la planificación energética). Esta situación se representa por la oferta no distorsionada, que determina un precio de mercado más bajo (spot no distorsionado). Por lo tanto, a las

plantas con costo variable superior al spot no distorsionado es preciso compensarlas hasta su costo variable. En este esquema las rentas afluirán hacia los generadores y la demanda no afrontaría las distorsiones existentes. La principal diferencia de este esquema con el anterior de los 1990s reside en la dinámica. A medida que se realicen las inversiones las ofertas actual y no distorsionada se acercan. Esto implica que pasado el periodo de transición el sistema recupera las rentas que eliminó artificialmente la Res. 240/03.

En lo que respecta al corto plazo, un problema son las distorsiones en el mercado mayorista que requieren un reordenamiento de las remuneraciones, restableciendo las señales perdidas provenientes de los precios spot. Si por fallas de mercado las rentas no se traducen en inversiones -porque no se transmite la señal de escasez-, la solución no es su eliminación, sino su adecuación.

En lo que hace a la adecuación de la capacidad, para evitar la continuidad de medidas ad hoc, se requiere establecer un criterio de planificación de la capacidad. La oferta actual está distorsionada. Para evitar la volatilidad inherente a los precios spot, se propone la contratación obligatoria de la demanda por parte de las distribuidoras mediante la utilización de subastas centralizadas.

6. Un ejercicio de medición del valor de la oportunidad perdida

A continuación, se presentan los resultados de un modelo para la Argentina, calibrado para el año 2014, que toma en cuenta todas las centrales de generación, cada una de ellas con su respectiva remuneración. ¿Por qué se eligió un punto de partida en el año 2014? Porque fue el primer año de funcionamiento completo del esquema introducido en 2013 de regulación cost-plus de la generación. ¿Cuáles

fueron las inversiones que se pudieron haber realizado -volviendo a la situación anterior- y no se aprovecharon? Aquí se provee una estimación de los fondos que hubieran estado disponibles, bajo hipótesis moderadas.

Para representar todo el 2014 año se consideran las horas correspondientes a 12 estados típicos que surgen de combinar: 1) verano e invierno, 2) pico valle y resto y 3) con y sin gas. Se utiliza un modelo de minimización de costos de generación basado en Chisari et al. (2001) en una versión que no incluye la red de alta tensión y por lo tanto no considera diferencias de precios nodales (por congestión y pérdidas). La información sobre costos, capacidad y parámetros de generación de las centrales proviene de Cammesa. Los costos medios totales se estimaron a partir de datos de la Secretaría de energía y de costos de combustibles de Cammesa.

La simulación del caso base arroja un precio medio de 70 US\$/MWh, prácticamente igual al costo medio total (según la Secretaría de Energía el Costo medio de 2014 fue algo inferior: USD 67 por MWh). Considerando las cantidades, el modelo predice una participación anual de las centrales térmicas reguladas bajo la Res. 482/15 de 43.7%, un nivel apenas inferior al observado en 2014 (45.8%). Las hidroeléctricas arrojaron una participación de 31.2% de la generación total con el modelo, apenas inferior al 31.6% observado.

Una discusión que aparece cuando se decide pasar a un sistema de único precio es: en qué parte las rentas que se generan contribuyen a la recuperación de costos y en qué parte son señal para la inversión en nuevos activos. A efectos de comparación se consideran tres casos. Dos casos de extremos de disponibilidad de gas (0% y 100%) pero con el precio regulado del gas en 2014 (2.6 USD/MMbtu) y un tercer caso con la disponibilidad media ob-

Tabla 1: Argentina, 2014. Recuperación de costos para alternativas de disponibilidad y precio del gas

Composición del precio	Base	Sin restricción de gas	Sin disponibilidad de gas	Precio del gas 5 USD/MMbtu
Costo medio combustible	50.80%	40.80%	61.00%	52.60%
Otros costos	46.50%	69.50%	23.10%	35.80%
Renta adicional	2.70%	-10.30%	15.90%	11.60%
Renta adicional (USD/MWh)	2	3	4	5

Fuente: Elaboración propia

Tabla 2: Argentina, 2014. Resultado de simular aumento en el precio de gas (5 USD/MMbtu)

Concepto	precio/valor	
Price Cap	61	USD/MWh
Costo medio total	81	USD/MWh
Precio de Mercado	98	USD/MWh
Diferencia en recaudación	4.957	MM USD
Sobrecostos	2.708	MM USD
Adicional para inversiones (4.957 -2.708)	2.249	MM USD

Fuente: Elaboración propia

servada en 2014 pero con un precio de 5 USD/MMbtu (un precio similar al considerado en la audiencia pública de diciembre de 2022).¹⁹

El único caso donde no se recuperan costos es cuando existe disponibilidad total de gas (dado que el precio mayorista sería muy bajo para recurrir los costos de capital de plantas como hidro o nucleares). En promedio la renta adicional se estima en -5 USD/MWh. Sin embargo, este valor horario negativo se vería compensado en los períodos donde hay restricciones de gas (renta adicional de 22 USD/MWh cuando la disponibilidad es 0%). La renta adicional sería de 11 US\$/MWh con el precio del gas desregulado a 5 USD/MMbtu. Estos valores son promedio del sistema. Hay

centrales, como las hidro, que reciben una renta adicional sustancialmente más altas, no solamente no utilizan combustible, sino que además están amortizadas. Las simulaciones asumen que se desregula el precio de la energía eléctrica bajo la resolución 482/15 y que compiten por costos según la Ley de Energía Eléctrica.

¿Qué hacer con la renta adicional que se genera por el aumento en el precio del gas? Se pueden pensar alternativas: 1) Imponer un price cap de generación y luego establecer cómo asignar la renta a inversiones, para evitar el problema de missing money y 2) Establecer un sistema de contratos de corto y largo plazo.

El precio spot y las estimaciones de costos medios se pueden utilizar para determinar un precio de reserva. Una alternativa es calcular un price cap utilizando las simulaciones de mediano o largo plazo que consideran los ingresos previstos en los informes de pros-

19. Audiencia Pública. Tratamiento de la porción del precio del gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) que el Estado Nacional tomará a su cargo. www.argentina.gob.ar/sites/default/files/2022.12.05_audiencia_publica_6_dic.pdf (consultado 30-01-24)

pectiva de Cammesa. En la siguiente tabla se presentan los resultados correspondientes a utilizar como “price cap” el precio medio que surge de considerar los ingresos de generación hidro y nuclear anunciados al año 2015 (que no fueron ingresados de hecho hasta la actualidad).

El efecto del price cap es que el mercado no recibe ingreso por US\$ 4.957 millones (con precio de gas de 5 USD/MMbtu). Parte de ese monto tiene que ser recaudado de la demanda para solventar los sobrecostos relacionados con los contratos existentes a ese momento (US\$ 2.708 millones). El financiamiento de un programa de adecuación de la generación podría solventarse con el sobrante (US\$ 2.249 millones). En caso de no utilizar este sobrante en el momento t para incentivar inversiones, ya sea no cobrando a la demanda o utilizándolo para otros fines, trae aparejado la aparición del problema de Missing money, con falta de inversiones en $t+1$. Alternativamente, se podrían haber bajado las tarifas, trasladando a los consumidores dichos US\$ 2.249 millones. Por último, podrían ir enteramente a rentas de los oferentes, para su libre disponibilidad, que puede o no convertirse en inversiones.

5.3 Alternativas de política

Para los precios en el mercado mayorista, pueden pensarse alternativas para recomponer rentas: 1) algún esquema similar a la Resolución 240/2003 con ajuste del precio máximo, para evitar que la demanda pague un precio mayorista obtenido a partir de una curva de oferta distorsionada; 2) algún esquema con precios spot similar al previo a la crisis de 2001. Para asignar las rentas, tres alternativas son: 1) a los generadores en función de su producción (el modelo previo a la crisis), solución que no

parece la mejor en un contexto donde por un tiempo limitado hay que asegurar la confiabilidad del suministro y recomponer el nivel y la diversidad tecnológica del parque; 2) toda la renta se destine a un fondo para financiar inversiones (criterio de la Resolución 482/2015), pero en presencia de condiciones de competencia efectiva no hay mejor regulación que la desregulación, por lo tanto, la segunda alternativa no parece la más adecuada; y 3) que parte de la renta vaya a un fondo para financiar inversiones y el resto sea asignado a los generadores de acuerdo con su producción, lo cual requiere estimar un nivel de renta necesario para financiar determinados proyectos para satisfacer la demanda y recomponer el portafolio de generación, aumentando la participación de renovables. Es preciso también definir la implementación del mecanismo, señalizando la capacidad de repago de las inversiones y brindando una señal para mayor participación (y menores precios) de inversores privados en las subastas. En todos los casos se requiere consistencia con la recomposición del pago de potencia.

Independientemente de la organización del mercado, la determinación correcta (y transparente) de los precios spot sirve como referencia para las transacciones de mercado. En la transición, la retención de rentas para inversiones puede ser utilizada para promover determinados proyectos de generación a través de contratos de largo plazo. A su vez, a los efectos de dar mayor previsibilidad al sistema, se propone contractualizar la generación.

Las tarifas finales deberán remunerar todos los componentes de la cadena de producción de la electricidad. En el caso de generación, las tarifas finales deberán pagar el costo medio total de generación, incluyendo el costo del combustible que hoy es subsidiado por el Estado Nacional. Es importante considerar este aspecto para poder establecer un precio

20. Si bien aquí, a los efectos de simplificar el cálculo se toma como el promedio, en la práctica el price cap podría afectar al pico o a un periodo predeterminado.

de referencia de los contratos de provisión de energía en el corto plazo. Una primera aproximación a este costo podría tomarse de los valores de la Resolución 482/2015, que al implementar de facto un esquema “cost plus” sirve como referencia para determinar un valor mínimo de la remuneración en el corto plazo. Sin embargo, estos valores no incluyen el costo de combustible. Entonces es preciso como incluir el subsidio al combustible en los contratos.

Eliminar el costo de combustible de los contratos, beneficiaría relativamente a las centrales que utilizan combustibles líquidos, ya que en el caso de una subasta no considerarían el componente más oneroso de sus costos. Por lo tanto, es preciso incluir el costo de gas en los mismos. En cuanto a la forma de los contratos, siguiendo la experiencia de Chile y Brasil se recomienda establecer contratos con precio sobre la energía (que remunera tanto costos variables como fijos).

Los contratos de suministro eléctrico a largo plazo son instrumentos financieros usados comúnmente en mercados eléctricos, que ofrecen un flujo cierto de ingresos a las empresas de generación eléctrica (generadores) y permiten obtener un precio estabilizado y un suministro seguro al comprador. Los contratos a largo plazo reducen los riesgos del mercado spot e incentivan la construcción de nuevas centrales, incrementando la seguridad de suministro en el sistema eléctrico.

Para la capacidad nueva se propone unificar los sistemas de remuneración actualmente en vigencia bajo un mismo criterio. El lineamiento propuesto consiste en la realización de subastas de contratos de largo plazo. Dado que las subastas las realizaría CAMMESA, se recomienda que la metodología de remuneración seleccionada para estas subastas resulte consistente con los mecanismos de formación

de precios que regirían con posterioridad al período de transición.

Se propone promover contratos de largo plazo, siguiendo lineamientos de planificación a largo plazo: Se debería definir un portafolio de tecnologías de generación energética a incorporar al sistema, incluyendo un menú de proyectos hidroeléctricos, nucleares, eólicos, biomasa, etc.

Se determinarían las potencias de cada tipo a ser incorporadas en los próximos cuatro años y se realizarán subastas por tipo de tecnología con contratos garantizados al precio resultante de las subastas. Se aceptará la presentación de proyectos alternativos y en algunos casos, como la energía nuclear o los proyectos binacionales, es posible que el Estado se haga cargo directamente de la inversión. Como resultado de la subasta, quedará definido el incremento de la oferta de potencia y el precio de la energía nueva incorporada al sistema.

Aún los mercados más desregulados basados en remunerar el corto y el largo plazo con el precio de la energía requieren algún grado de centralización de decisiones para determinar los parámetros que dan las señales de largo plazo. El diseño de la transición debe generar las condiciones para el funcionamiento del mercado a término. En esta exploración, vamos más allá de las propuestas formuladas por NERA (2019), en su momento, y ofrecemos alternativas que difieren en énfasis y detalles.

En primer lugar, se puede eliminar del precio estacional aplicable a las compras de las distribuidoras. Su existencia obstaculizó el desarrollo del mercado a término antes de la crisis de 2001. La contractualización de la demanda de las distribuidoras y grandes usuarios, primeramente, compulsiva y luego decreciente en el tiempo, daría certidumbre

a las partes, de recuperación de costos y de abastecimiento. Se sugiere la adopción de un esquema de subastas centralizadas para evitar conductas anticompetitivas, dado que el mercado de generación se ha concentrado con respecto a los 1990s y existe propiedad cruzada en algunos casos con empresas distribuidoras. En los contratos debería especificarse la proporción de la energía subsidiada por el Estado, el precio de los combustibles para ser incluidos en los contratos e incluir un cargo de potencia para los períodos punta.

En segundo lugar, se puede introducir un esquema tipo “pool” con precio de energía y potencia similares a los existentes antes de 2001. Ello no requiere reformas normativas de alto nivel. La contractualización dejaría cantidades marginales de transacciones a precios spot, sin embargo, los precios spot horarios del mercado brindan señales adecuadas de corto y largo plazo.

En tercer lugar, antes de la crisis, la remuneración de largo plazo estaba incluida en las rentas inframarginales. Es necesario definir de nuevo su nivel y destino, así como el rol de precio de la potencia. El nivel es señal de largo plazo, el destino inicial debería ser la adecuación de la generación, el precio de la potencia puesta a disposición también debería quedar determinada en una remuneración consistente con el manejo de las rentas inframarginales (Rego y Parente, 2013; Maurer y Barroso, 2011; Moreno et al., 2010).

Con respecto a las inversiones a incentivar, las renovables tienen alta variabilidad de suministro y requieren respaldo (de bajo costo de parada y arranque). Las hidroeléctricas demandan importantes inversiones, se tarda mucho en construirlas y están cuestionadas en todo el mundo por aspectos ambientales. Difícilmente puedan aportar capacidad adicional en el mediano plazo. Los ciclos combinados,

en tanto, parecen la opción más factible para asegurar la potencia de base más rápidamente. Requieren financiamiento, asegurar la disponibilidad de gas, y precios mayoristas remunerativos en el corto plazo que permitan el repago de las inversiones. Otro aspecto clave es el precio del gas ¿qué hacer con la renta adicional que se genere por el aumento en el precio del gas? ¿imponer un Price cap de generación? ¿y luego establecer la asignación de la renta a inversiones para evitar el problema de “missing money”? ¿o establecer un sistema de contratos de corto y largo plazo al cual se sujete la mayoría de la generación? El precio spot por la energía no contractual seguiría siendo útil como señal para determinar un precio de reserva.

La retención de rentas para inversiones puede usarse para promover determinados proyectos a través de contratos de largo plazo, con un esquema planificado que defina un portafolio de tecnologías a incorporar al sistema (incluyendo hidroeléctricas, nucleares, eólicos, solares, biomasa, etcétera). Establecida dicha cartera, se podrían realizar subastas por tipo de tecnología con contratos garantizados al precio resultante de las subastas. El riesgo, dada la situación actual, es que de las subastas se derive un alto precio por MW instalado con inflexibilidad a la baja durante el período contractual.

5.4 Equidad

La economía argentina no registra crecimiento de su PBI desde 2010 (se alternaron años de estancamiento con otros de ligero aumento y ligera caída) y como la población ha aumentado, el PBI per cápita ha decrecido a niveles de muchos años atrás. No existe el problema del desempleo de 2001, pero sí de la mitad de la población empleada en actividades informales y de salarios deprimidos en la parte formal de la economía. La dimensión social

del problema no puede ser ignorada. Alguna forma de subsidio focalizado en los pobres debe reemplazar el subsidio implícito universal actual. Sin embargo, los criterios y métodos que se han ensayado en los últimos años para segmentar el alcance de los subsidios han carecido de precisión y efectividad.

Se recomienda una instancia donde una canasta de consumo se defina como un subsidio a la demanda en forma, por ejemplo, de 100 KWh mensuales a un precio diferencial. El mismo se fundamenta en el consumo necesario para conservar alimentos (una heladera técnicamente obsoleta). Dicho subsidio se determinaría como un múltiplo del valor resultante de una tarifa plena que reconozca los costos de oportunidad de generación mayorista, incluya el peaje por transmisión, el VAD y los impuestos. Se propone también modificar el esquema existente de tarifas residenciales con primer bloque que desaparece, estableciendo un bloque (potencialmente) subsidiado de 100 KWh mensuales, un segundo bloque de entre 100 KWh y 200 KWh a precio pleno y un tercer bloque (superior a 200 KWh mensuales) con recargo por todos los KWh excedentes que permita exactamente pagar el subsidio (este es fácil de calcular porque son 100 kWh, multiplicados por el número de usuarios, multiplicados por el monto porcentual del subsidio). En verano se incrementaría el consumo del bloque excedente. La filosofía sería que el uso del aire acondicionado de los ricos subsidie la electricidad de la heladera de los pobres.

El componente variable de la factura mensual quedaría así:

$$V = \{100 \text{ kWh} * P(1-S)\} + \{(200 \text{ kWh} - 100 \text{ kWh}) * P\} + \{(\text{Consumo mensual kWh} - 200 \text{ kWh}) * P(1 + T)\}$$

Donde:

V = componente variable de la factura,

P = tarifa general por kWh con reconocimiento

pleno de costos de oportunidad (reconociendo generación, capacidad de generación, transporte y distribución),

S = proporción del subsidio a los primeros 100 kWh.

T = proporción de recargo a los kWh que excedan 200 por mes.

Se reconocen las limitaciones de los subsidios cruzados, pero se parte de la premisa de minimizar los aportes fiscales y si estos existen, dedicarlos a fomentar inversiones y al ahorro energético subsidiando en todo caso electrodomésticos más modernos. La política de ahorro energético contribuiría a moderar los requerimientos de inversiones en generación. Los mecanismos de precios juegan un rol esencial, dado que a medida que las tarifas aumentan, los consumos se hacen más elásticos -reaccionan más a incrementos de precios-, junto con las campañas de educación a la población. Se podría complementar con planes canje de electrodomésticos viejos por modernos y altamente eficientes, permitiendo a quienes lo hagan mantener el subsidio a la energía en forma temporal para apoyar financieramente a quienes lo hagan. De este modo se haría que el propio ahorro energético pague -en forma de menores tarifas- el reemplazo de equipos obsoletos y de alto consumo.

6. Conclusiones

El sector eléctrico argentino pasó de un modelo de provisión estatal y etapas verticales integradas a fines de los 1980s, a uno de provisión privada, desintegración vertical y competencia en generación en los 1990s, y a uno de creciente e inorgánica intervención a partir de 2001, con tarifas atrasadas, subsidios diversos y problemas crecientes de eficiencia y calidad de la prestación. Tiene varios posibles futuros por delante; aquí se explora una alternativa de diseño institucional que replique los incentivos a la inversión y la modernización que existieron en los 1990s, corrija algunos

problemas que se presentaron, atienda la asequibilidad del servicio para los usuarios y funcione como puente para subirse a la nueva ola de cambio tecnológico basada en la generación distribuida, las fuentes renovables y los medidores inteligentes.

Las redes inteligentes permiten un mercado de *n* vías en vez de una. Pasan de una jerarquía de productores a consumidores, a una lógica de “prosumidores”. Tienen una serie de ventajas, como la reducción de pérdidas técnicas, el aplanamiento de la demanda, al suavizar períodos punta y por ende necesidades de sobredimensionamiento de la infraestructura; permiten generación distribuida y ampliación del alcance de los renovables, algunos interrumpibles y por ende con capacidad de respuesta aleatoria, y con un parque de vehículos eléctricos amplios permitiría almacenamiento distribuido. En él, los vehículos podrían ser cargados con energía de base en horas de la noche, y en los momentos que no se utilizan de día estar conectados a la red descargando en el período punta las cargas de sus baterías efectuadas en el período de valle. Las redes inteligentes tienen un cuello de botella tecnológico: requieren la adopción de medidores inteligentes y cambios regulatorios, comprendiendo la introducción de la figura del “prosumidor”, el tratamiento de los datos que los medidores inteligentes generan, etcétera (Dileep, 2020, Krakan and Chanana, 2018)).

Existe la necesidad de definir el modelo de organización industrial y su coordinación, el grado de descentralización, el alcance de la regulación de la competencia y las adaptaciones regulatorias necesarias. El diseño de mercado requiere incentivar la competencia mayorista, al tiempo que asegure la confiabilidad del sistema, manteniendo y expandiendo la infraestructura de transmisión y distribución, con adecuados mecanismos comerciales de atención al cliente y consideración de aspectos particulares a usuarios con dificultades eco-

nómicas. Se requieren reglas para las transacciones que establezcan: 1) criterios para lograr un balance de energía, manejar la congestión y proveer servicios auxiliares; 2) la formación de precios transparentes para proveer señales al uso eficiente por parte de la demanda y a la rentabilidad de las inversiones para el lado de la oferta; y 3) gestionar el riesgo para reducir la volatilidad. Hay muchas opciones posibles de arquitectura de mercado y coexisten empíricamente posibilidades disímiles, desde mercados centralizados a mercados bilaterales, sin que la evidencia internacional sea concluyente en favor de un esquema u otro.

En el corto plazo deberían reducirse distorsiones (por ejemplo, usando el precio spot como referencia para los productores), adecuar la capacidad (planificando para la transición), evitar la volatilidad de los precios spot (contractualizando mediante subastas centralizadas y transparentes la demanda de las distribuidoras) y asegurando la credibilidad regulatoria (implementada en los contratos de largo plazo). Un aumento del precio mayorista podría recomponer la recaudación de las rentas inframarginales y parte de dicho aumento iría a financiar inversiones.

De las reformas de los 1990s quedan claras dos cosas que no funcionaron bien: los incentivos a las inversiones a partir del mercado spot y los problemas de asequibilidad. Para resolver el primero proponemos un mecanismo de transición que contractualice la generación, aproveche la competencia donde funciona, generando un mercado spot para demandas y ofertas remanentes que de señales de escasez y desarme el actual sistema de remuneraciones y subsidios. Lo anterior incluye la eliminación del precio estacional que regía en los 1990s. Proponemos también cambios en el régimen tarifario para otorgar un subsidio cruzado a los clientes pobres por una canasta de consumo compatible con la conservación de alimentos (100 kWh mensuales), financiado

con un recargo a los kWh excedentes de 200 mensuales. El nuevo esquema tarifario reemplazaría el esquema actual de dos bloques para residenciales con el primero que desaparece al sobrepasarse el umbral, por tres bloques: uno subsidiado, uno con precio pleno y un tercero con recargo exclusivamente para financiar el subsidio. Se proponen revisiones tarifarias transitorias, con determinación de tarifas a cuenta de una revisión tarifaria definitiva que sería la primera de nuevos períodos contractuales quinquenales.

Para promover inversiones en el sector se requieren modalidades contractuales que rijan las transacciones en forma previsible y estable y coloquen los incentivos a los agentes consistentes con los objetivos. En particular, se requiere trabajar en la incorporación al sistema de prosumidores y las inversiones necesarias en medidores inteligentes, pensando en la incorporación durante los próximos años de fuentes renovables y dispersas.

7. Referencias

- Cont, W. (Editor) (2021). *IDEAL 2021: Reducing service gaps: how digitalization can improve the use of infrastructure*. Corporación Andina de Fomento (CAF, Development Bank for Latin America).
- Cont W., F. Navajas, A. Porto y F. Pizzi (2021). *Precios y Tarifas y Política Económica. Argentina 1945-2019*, La Plata: CEFIP y UNLP. Abril
- Chao H., y Huntington, H. (1998). *Designing market electricity markets*. Kluwer.
- Chao, H. y S. Peck, 1996. "A Market Mechanism for Electric Power Transmission," *Journal of Regulatory Economics* 10:1, pp. 25-59.
- Chisari, O. O., y Ferro, G. (2005). Macroeconomic shocks and regulatory dilemmas: The affordability and sustainability constraints and the Argentine default experience. *The Quarterly Review of Economics and Finance* 45(2-3), 403-420.
- Chisari, O. O. y Ferro, G. (2010). Tópicos de Economía de la Regulación de los Servicios Públicos. En *Hal-Archives Ouvertes*, hal-00473038, 04/2010. <http://hal.archives-ouvertes.fr/hal-00473038/en/>
- Cramton P. (2017). Electricity market design. *Oxford Review of Economic Policy*, 33, 4, pp. 589-612.
- Cramton, P, A Ockenfels y S. Stoft (2013). Capacity Market Fundamentals. *Economics of Energy & Environmental Policy* 2:2. <http://dx.doi.org/10.5547/2160-5890.2.2.2>
- De Witte, K. y Dijkgraaf, E. (2007). Mean and bold? On separating merger economies from structural efficiency gains in the drinking water sector. Tinbergen Institute Discussion Paper 2007-092/3.
- Dileep, G. (2020). A Survey on Smart Grid Technologies and Applications. *Renewable Energy* 146, 2589-2625.
- Energy Sector Management Assistance Program (ES-MAP) (2023). Wholesale Electricity Market Design: Rationale and Choices. The World Bank. <http://hdl.handle.net/10986/39720>
- Fernández, S. (2020). Energías renovables en Argentina: análisis de los precios obtenidos en Renovar. Tesis de Maestría en Energía, Universidad de Buenos Aires, Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética (CEARE).
- Ferro, G., Ramos, M. P., y Romero, C. A. (2023). Understanding smart grids. *Serie Documentos de Trabajo* 859, Universidad del CEMA (UCEMA) 11/2023.
- Ferro, G, Castellano, A., Chaz Sardi, C., y Santacruz, R. (2021). Políticas Regulatorias. En *Políticas públicas na Argentina e no Brasil (2003-2020): diferenças, convergências e desafios* (Carlos E. Guanziroli, Andrea Castellano, Javier Ghibaudi y Rodrigo Perez Artica (organizadores). Niterói, Editorial da Universidade Federal Fluminense (EDUFF) y São Paulo Hucitec.
- Gerchunoff, P., Greco, E. y Bondorevsky, D. (2003). Comienzos diversos, distintas trayectorias y final abierto: más de una década de privatizaciones en Argentina, 1990-2002. UN-CEPAL-ILPES, Serie Gestión Pública, LC/IP/L.226, LC/L.1885-P.

- Hargreaves, J., Parr, M., Lay, H. y Weeks, M. (2006). *The evolution of Ofwat's Approach to Efficiency Analysis*. Indepen Consulting. London, April.
- Hochberg, M. y R. Poudineh (2021). The Brazilian electricity market architecture: An analysis of instruments and misalignments. *Utilities Policy* 72. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2021.101267>
- Hogan, W., 1992. "Contract Networks for Electric Power Transmission," *Journal of Regulatory Economics* 4, pp. 211-242.
- Holt, C. (2020). Wholesale Electricity Market Design for Decarbonization: Research Opportunities. Environmental Defense Fund Economics Discussion Paper Series, EDF EDP 20-02.
- Joskow P.Y.J. Tirole (2000). Transmission rights and market power on electric power networks. *Rand Journal of Economics* 31, pp. 450-487.
- Joskow, P.L. (2008). Capacity Payments in Imperfect Electricity Markets: Need and Design. *Utilities Policy* 16(3):159-170. [Ttp://dx.doi.org/10.1016/j.jup.2007.10.003](http://dx.doi.org/10.1016/j.jup.2007.10.003).
- Kakran, S., and Chanana, S. (2018). Smart Operations of Smart Grids Integrated with Distributed Generation: A Review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81, 524-535.
- Kirschen, D. S. Y Strbac, G. (2018). *Fundamentals of Power System Economics*, 2nd Edition. Wiley.
- Kovacs, R., y Leverett, A. (1994). A load flow based method for calculating embedded, incremental and marginal cost of transmission capacity. *IEEE Trans. Power Syst.* 9, 272-278.
- Maurer, L. y Barroso, L. (2011). *Electricity Auctions: An Overview of Efficient Practices*. The World Bank.
- Medina, J. M. (2024). Inversiones, tarifas y calidad de servicio de distribuidoras eléctricas nacionales según el cumplimiento del marco regulatorio. Tesis de Maestría en Economía, Universidad del CEMA.
- Moreno, R., L. Barroso, H. Rudnick, S. Mocarquer y B. Bezerra (2010). Auction approaches of long-term contracts to ensure generation investment in electricity markets: Lessons from the Brazilian and Chilean experiences. *Energy Policy* 38:10, 5758-5769.
- Navajas, Fernando (2023). Electricity Rate Structure Design in Latin America: Where Do We Stand? Where Should We Go? Banco Interamericano de Desarrollo (BID-IDB), Technical Note 2766.
- NERA (2019). Modelo Propuesto para el Sector Eléctrico Argentino. CAMMESA. Buenos Aires, diciembre.
- Newbery, D. (2000). *Privatization, restructuring, and regulation of network utilities*. The MIT Press, Cambridge MA.
- Roy L. Nersesian, R. L. (2016). *Energy Economics. Markets, History and Policy*. Routledge.
- Pérez Arriaga, I. J. (ed) (2013). *Regulation of the Power Sector*, Springer.
- Petrecolla, D. y Romero, C. A. (2003). Desempeño, crisis y reformas en el sector eléctrico argentino: Lecciones para países en Desarrollo. UADE Textos de Discusión 50_2003, Instituto de Economía, Universidad Argentina de la Empresa.
- Rego, E. y Parente, V. (2013). Brazilian experience in electricity auctions: Comparing outcomes from new and old energy auctions as well as the application of the hybrid Anglo-Dutch design. *Energy Policy* 55, 511-520.
- Romero, C. A. (1998). Regulación e inversiones en el sector eléctrico argentino. CEPAL-CEER LC/BUE/R.232.
- Rudnick, H. y Velasquez, C. (2018). Taking Stock of Wholesale Power Markets in Developing Countries. A Literature Review. World Bank, Policy Research Working Paper 8519.
- Stoft, Steven (2002). *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*. Wiley-IEEE Press
- Schweppe, F C, Tabors, R D, Caraminis, M C, y Bohn, R E. (1988). *Spot pricing of electricity*. Kluwer
- Silva-Rodriguez, L., Sanjab, A., Fumagalli, E., Virag, A. y Gibescu, M. (2022). Short term wholesale electricity market designs: A review of identified challenges

and promising solutions. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 160. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112228>

Wilson, R. (2002). Architecture of Power Markets. *Econometrica* 70:4, 1299-1340. <https://doi.org/10.1111/1468-0262.00334>

Wolak, F. A. (2021). Wholesale electricity market design. In *Handbook on Electricity Markets*. Edited by Jean-Michel Glachant, Paul L. Joskow, and Michael G. Pollitt. Chapter 4, pp. 73-110. Edward Elgar Publishing.