

Departamento de Economía- Universidad Nacional del Sur

Trabajo de grado de la Licenciatura en Economía

Análisis del Mercado Eléctrico Argentino.

Impacto de la regulación en su funcionamiento



Alumna: Eleonora Becker

Profesora Asesora: Lisana B. Martinez

26 de Agosto de 2020

ÍNDICE

Introducción	1
Capítulo 1. Marco teórico de referencia.....	6
1.1 Alcance de la Economía Industrial	6
1.2 Explicación del paradigma Estructura-Conducta-Desempeño.....	7
Capítulo 2. Transformación del sector eléctrico	9
2.1 Desde 1990 a 2001	9
2.2 Desde 2002 a 2018.....	12
Capítulo 3. Aplicación del paradigma Estructura-Conducta-Desempeño (E-C-D)	15
3.1 Estructura del mercado	15
3.1 a) Generación:	16
3.1 b) Transporte y distribución.....	18
3.2 Característica de la oferta y la demanda de energía eléctrica	20
3.2.a) Oferta	20
3.2 a.1) Sector de generación	20
3.2 a2) Sector de transporte.....	21
3.2 a3) Sector de distribución	23
3.2.b) Demanda	24
3.2.c) El mercado en números: composición de la oferta y demanda	25
3.3 Conducta	26
3.3.1 Organización y funcionamiento del MEM.....	26
3.3.1.a) El Mercado spot	27
3.3.1. a.1) Determinación del precio spot: Despacho óptimo de carga.....	27

3.3.1.b) El Mercado a término ó por contratos	28
3.3.1.c) Sistema de estabilización de precios	29
3.3.2 Nuevos mecanismos de precios. Situación posterior al año 2002.....	30
3.4 Desempeño en el mercado eléctrico mayorista.....	33
3.4.1 Evolución del sector generación	34
3.4.1 a) Evolución de la generación por tipo de tecnología.	38
3.4.1 b) Consumo de combustibles	41
3.4.2 Inversiones en el sector de transporte.	43
3.4.3 Evolución de la Demanda de energía eléctrica	46
3.4.5 Evolución de precios.....	49
3.4.5 a) Precio monómico anual.....	49
3.4.5 b) Precio estacional	52
3.4.5 c) Consideraciones sobre las tarifas	55
3.5 Regulación en el mercado eléctrico mayorista.....	57
Capítulo 4. Conclusiones	62
5. Referencias bibliográficas.....	64
Glosario de términos	67

Índice de Tablas:

Tabla 1. Estructura general del MEM.....	26
--	----

Índice de Gráficos:

<u>Gráfico 1. Evolución de la capacidad instalada del MEM.....</u>	34
<u>Gráfico 2. Participación de la generación eléctrica por tipo de tecnología.....</u>	39
<u>Gráfico 3. Consumo de combustibles para generación eléctrica.....</u>	41

<u>Gráfico 4. Evolución de la cantidad de obras en transmisión</u>	45
<u>Gráfico 5. Evolución de la tasa de crecimiento de la demanda de energía eléctrica</u>	46
<u>Gráfico 6. Evolución del precio monómico anual</u>	50
<u>Gráfico 7. Evolución precio monómico y precio estacional a partir del 2002</u>	55

Introducción

La electricidad es un insumo fundamental para el crecimiento y desarrollo de la economía de un país. Su gestión y las políticas aplicables sobre el mismo definen (junto con las políticas gasíferas y de hidrocarburos) el perfil del sector energético de un Estado. En la elaboración de esas políticas debe primar una planificación a largo plazo y un adecuado grado de previsión, considerando las características técnicas del producto energía eléctrica con su condición de servicio público e insumo imprescindible.

En Argentina el sector eléctrico se encuentra reglamentado por la Ley N° 24.065 sancionada en 1992, la cual define el Marco Regulatorio del sector y constituyó un punto de inflexión en la política del mismo, ya que antes de dicha Ley el sector operaba bajo un esquema de integración vertical con empresas de propiedad pública. A partir del nuevo régimen, se creó el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), se definieron sus actores, los derechos y obligaciones de las partes. La industria se segmentó vertical y horizontalmente. Con esta reestructuración se planteó mejorar la eficiencia productiva mediante la introducción de competencia donde fuera posible, promover la participación del capital privado y proteger los intereses de los usuarios, regulando los mercados con características de monopolios naturales. A partir de los cambios introducidos, el Estado ejerció un nuevo rol como fijador de políticas y regulador de la actividad.

Durante la década de los '90, el desempeño del sector mostró una significativa disminución del precio eléctrico mayorista, un dinámico proceso de inversión (principalmente en el sector de generación), una mayor cobertura a usuarios finales y, en general, una mejor calidad de suministro. Estos hechos, entre otros, se destacaron como claros éxitos de la reforma, de tal modo que la experiencia argentina se ha presentado como un modelo de estudio exitoso (Petrecolla y Romero, 2003).

Este panorama se interrumpió con el estallido de la crisis del año 2001. La sanción de la Ley de Emergencia Económica N° 25.561 el 6 de enero de 2002, declaró la emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria y trajo aparejados cambios fundamentales en el contexto macroeconómico. Implicó el abandono del régimen monetario y cambiario de la convertibilidad, lo que significó la ruptura de las reglas de juego y de los contratos para todos los actores intervinientes. Se “pesificaron” precios y tarifas y se prohibió la indexación de estas últimas. A partir de entonces, el Estado intervino activamente en el sector implementando diversas

resoluciones que afectaron de distintas maneras al marco regulatorio vigente; introduciendo medidas tendientes a velar por la continuidad del abastecimiento y amortiguar en el corto plazo el impacto de la crisis sobre el precio de la energía y, consecuentemente, sobre la tarifa final. Sin embargo, estas medidas generaron distorsiones en el normal funcionamiento del mercado eléctrico, alterando los procedimientos universalmente aceptados hasta fines de 2002, principalmente en lo atinente a la administración y financiamiento del MEM y la ejecución de nuevas obras (Martínez de Vedia, 2010). En consecuencia, se modificaron los criterios de ajuste de precios a nivel mayorista, estableciéndose precios máximos en los costos variables de generación y en el pago de potencia. La renegociación de los contratos de concesión se extendió en el tiempo y con ello la readecuación de las tarifas correspondientes. La normalización de la prestación buscaba tarifas que por un lado pudieran ser afrontadas por la población y por otro que las mismas fueran suficientes para permitir a las empresas funcionar y cumplir con sus obligaciones (Petrecolla y Romero, 2003). No obstante, ante la demora en los procesos de revisión tarifaria, el Estado reconoció y compensó a través de distintos mecanismos el incremento de costos de las empresas. Además, con la devaluación del peso y el congelamiento de tarifas, las empresas eléctricas vieron afectada su situación financiera al incrementarse sus costos reales y mantenerse constantes sus ingresos, lo que les ocasionó dificultades para afrontar sus compromisos, afectó su desempeño operativo y retrasó las inversiones necesarias. El Estado se hizo cargo de las inversiones, adjudicándose la planificación y ejecución de obras de infraestructura mediante la aplicación de fondos específicos. Así, fomentó el desarrollo de nueva generación y ampliaciones de transporte a mediano plazo para evitar inconvenientes en el sistema; específicamente después del año 2003, cuando la economía comenzó a dar señales de recuperación y la demanda eléctrica comenzó a crecer.

El congelamiento de las tarifas implicó la suspensión por mucho tiempo de las revisiones establecidas por Ley, si bien se produjeron adecuaciones en las tarifas finales nunca expresaron el costo real de prestación del servicio y, de alguna forma, en esas adecuaciones siempre se buscó proteger a los usuarios residenciales, dando como resultado que solo una parte de la demanda eléctrica afronte el costo de abastecimiento y sea el Estado quien reconozca y compense a través de distintos mecanismos el incremento de costos de las empresas con aportes crecientes del Tesoro Nacional, que año a año representaron una porción cada vez mayor del presupuesto. “Los fondos asignados a subsidiar el consumo de energía eléctrica crecieron en un múltiplo de 118 (desde 1,185 millones asignados en 2005 a rozar los 140.000 millones de pesos en 2015). Comparados con los subsidios a otros sectores, el aquí analizado no tiene presente histórico” (Eisenstein y Cano, 2016).

Luego de casi 15 años sin un proceso de revisión tarifaria, en el año 2017 se concretó la primera revisión que buscó de alguna forma aliviar las distorsiones provocadas por el congelamiento tarifario y la política de subsidios. Se enmarcó dentro de la asunción de un nuevo gobierno que declaró la emergencia eléctrica como paso para mostrar la delicada situación del sector. Su importancia estuvo dada por el hecho de que si bien la Ley Marco N° 24.065 de 1992 siempre estuvo vigente, en la práctica no hubieron aumentos tarifarios tal como se reglamentaba (salvo en dos oportunidades) y en su lugar, se dieron una serie de disposiciones que trataron de remplazar la remuneración de las empresas mediante otros cargos específicos y subsidios a la operación en general (ASAP-IAE, 2015). Se recompuso el precio mayorista de la energía en el MEM, se ajustaron las tarifas en el área de jurisdicción nacional y se estableció un plan gradual de reducción de subsidios de forma de corregir la incidencia de estos sobre las cuentas públicas. Sin embargo, no se obtuvieron los resultados esperados. En los últimos años, la recesión de la economía, la creciente inflación y las variaciones de la tasa de cambio pusieron al sector y el funcionamiento del mercado eléctrico nuevamente en dificultades. La implementación de la última revisión tarifaria tuvo un fuerte rechazo social, ya que para la mayoría de los hogares significó destinar una mayor porción de sus ingresos en una economía con alta inflación, donde la pérdida de poder adquisitivo del salario real fue importante (Bravo, 2018).

La inestabilidad económica no permitió que se dinamicen las inversiones necesarias que fortalecieran cada una de las tres etapas del sector, que en conjunto ayudarían a un mejor suministro del servicio y la situación financiera de la mayoría de las empresas eléctricas no mejoró, resintiéndose la cadena de pagos dentro del mercado mayorista. Los aportes del Tesoro continuaron para sostener la operatividad del mercado, de menor magnitud pero con repercusiones sobre el déficit presupuestario.

En definitiva, la asunción del último gobierno el pasado 10 de diciembre de 2019, puso en eje nuevamente la emergencia del sector eléctrico, congeló tarifas por un plazo de 180 días y reconoció la problemática del sector.

El objetivo de estudio del presente trabajo se basa en describir la situación actual del sistema eléctrico argentino, realizando un estudio de tipo descriptivo del Mercado Eléctrico Mayorista, bajo la lupa de las distintas regulaciones establecidas a lo largo de los años, considerando como período de estudio desde 1992 hasta 2018. Como método de análisis, se hará uso del Paradigma de la Economía Industrial: Estructura-Conducta-Desempeño (E-C-D) que permite describir el

funcionamiento de cualquier industria, siendo posible realizar tanto un análisis positivo como normativo sobre un determinado mercado al articular sus principales aspectos relevantes.

La estructura del trabajo se compone de 4 capítulos. En el primer capítulo, se hace referencia a la economía industrial y se presenta el Paradigma de la Estructura-Conducta-Desempeño como herramienta metodológica para el análisis del mercado eléctrico.

En el segundo capítulo, se presenta una breve exposición histórica del mercado desde su conformación moderna en la década de 1990 hasta el año 2018, tomando como punto de inflexión durante dicho periodo, la salida del régimen monetario y cambiario de la convertibilidad en 2002. Se establecen las principales características que determinan su organización y funcionamiento, haciendo hincapié en los efectos de la regulación y el desempeño del mercado en su conjunto.

En el tercer capítulo, se realiza la aplicación del paradigma al mercado eléctrico. Para ello se detallan las siguientes cuestiones:

- 1) Se determina su *estructura*, remitiéndose a conceptos tales como economías de escala y barreras a la entrada, diferenciándose la etapa de generación (potencialmente competitiva) de las de transporte y distribución, de carácter monopólico.
- 2) Se analizan las principales *características de la oferta y la demanda* de energía eléctrica. Se remite a lo que expresa el marco regulatorio para caracterizar cada segmento en que se divide la oferta y se marca la estrecha interrelación con el mercado de gas, insumo fundamental en la generación. Con respecto a la demanda, se subraya el carácter estacional y su inelasticidad en relación al precio como rasgos particulares.
- 3) Se describe la *conducta* que las empresas desarrollan en el mercado de acuerdo a las disposiciones regulatorias que proceden del marco regulatorio. Teniendo en cuenta la necesidad de igualar permanentemente la oferta con la demanda, debido al carácter no almacenable del fluido eléctrico, se requiere la existencia de un despacho centralizado que, en función de un conjunto de reglas, restringe el accionar de las empresas en cuanto a la determinación de precios.
- 4) Se describe el *desempeño* del mercado, analizando sus principales variables a los efectos de observar su evolución y estado actual, exponiendo la influencia que las resoluciones regulatorias han tenido sobre esa evolución.

e) Se realizan consideraciones en relación a la *actividad regulatoria* que el Estado lleva a cabo en el sector, buscando marcar sus deficiencias o aciertos sobre el funcionamiento general del mercado eléctrico.

En el cuarto y último capítulo se exponen las conclusiones finales del trabajo realizado. La función reguladora del Estado en el mercado tiene una gran influencia sobre el comportamiento de los agentes participantes y sobre el desempeño de la industria en general. Durante el trabajo, se mostrará que el marco regulatorio del sector sufrió importantes modificaciones a partir del 2002. El Estado intervino con mayor profundidad a través de diferentes resoluciones que buscaban asegurar el abastecimiento del servicio pero que generaron cambios en el funcionamiento del sector, afectando a todos los agentes participantes del mercado; dando como resultado una situación compleja, la cual requiere un análisis detallado y correcciones en un enfoque largoplacista para hacer que este sector estratégico sea capaz de afrontar los desafíos futuros.

Capítulo 1. Marco teórico de referencia

1.1 Alcance de la Economía Industrial

Dentro de la ciencia económica, la economía industrial u organización industrial se dedica al estudio de la estructura y el funcionamiento de los mercados, poniendo énfasis en la conducta que las empresas desarrollan dentro de los mismos, para evaluar sus resultados y efectos sobre el bienestar económico de la sociedad.

La economía industrial parte del análisis microeconómico y busca estudiar el funcionamiento de las industrias a partir del comportamiento de las empresas que se encuentran en ella. En este contexto, el concepto de “industria” se refiere a un grupo de empresas que desarrollan una misma actividad o actúan en el mismo mercado. El alcance de su estudio es una determinada industria y analiza la influencia de la aparición y extensión que determinadas prácticas comerciales tienen sobre el desempeño general de la misma. De esta forma, sus contribuciones permiten formular juicios sobre la eficiencia del mercado y poseen un fin práctico de política económica (Coloma, 2005).

Dentro de esta rama, el modelo metodológico generalmente más usado para describir el funcionamiento de cualquier industria es el paradigma Estructura-Conducta-Desempeño (E-C-D) que sistematiza las relaciones existentes entre la estructura subyacente al mercado en cuestión, la conducta o comportamiento de los agentes participantes y el desempeño o resultados que obtienen quienes operan en ese mercado.

Este esquema se apoya en ciertas hipótesis, sostiene que la tecnología subyacente de un mercado forma su estructura; que la estructura del mercado afecta la conducta y desempeño de las empresas; y sostiene que la estructura y conducta están influenciadas por las condiciones básicas de oferta y demanda (Dichiara, 2005).

Básicamente, como sostiene Coloma (2005, pp. 282) “este paradigma parte de la idea que el funcionamiento de los mercados está determinado por ciertas características estructurales de los mismos. Dichas características influyen en la conducta de las empresas que operan en tales mercados, y esa conducta es la que, en el agregado, produce un determinado desempeño visible a través de resultados cuantificables en términos de precios, cantidades, beneficios, etc.”. Cada uno de estos tres aspectos está relacionado entre sí con importantes efectos de retroalimentación, de manera tal que las influencias no se leen solo desde una dirección. Se considera, a su vez, que cada aspecto

es función de un cierto número de condiciones exógenas al funcionamiento de mercado, como la tecnología o las políticas públicas. Por tanto, este paradigma permite realizar tanto un análisis positivo de la economía como también uno normativo, donde examina cómo las posibles intervenciones estatales influyen sobre el comportamiento de los mercados (Cabral, 1997).

1.2 Explicación del paradigma Estructura-Conducta-Desempeño

A continuación se enumeran las principales variables que la literatura de la Organización Industrial suele agrupar en cada categoría para luego establecer relaciones entre las mismas.

La **estructura** describe el entorno en el cual se desenvuelven las empresas de un determinado mercado. Se puede identificar considerando cuestiones tales como: el número de compradores y vendedores, el tamaño y distribución de las empresas, el grado de diferenciación de los productos, la presencia o ausencia de barreras a la entrada, la estructura de costos subyacente de cada empresa y el grado en que las empresas están integradas o diversificadas, etc.

La **conducta** se refiere al comportamiento de las empresas en el mercado, a las decisiones que toman y la forma en que las mismas se llevan a cabo. Se incluyen cuestiones como: fijación de precios, estrategias de producción, gastos en investigación y desarrollo, estrategias de publicidad, etc.

El **desempeño** que las empresas obtienen en el mercado es un atributo multidimensional que apunta a evaluar si las prácticas empresariales mejoran o no el bienestar económico. Envuelve cuestiones referidas a la eficiencia (productiva y asignativa), equidad, pleno empleo, tasa de introducción de nuevos productos, etc.

Las condiciones básicas de la industria, se refieren a los rasgos que presenta la oferta y la demanda. Por el lado de la oferta, se incluye la localización y propiedad de las materias primas, el carácter de la tecnología disponible, la durabilidad de los productos, la característica de la relación valor/peso del producto, etc. Por el lado de la demanda, no pueden faltar consideraciones acerca de la elasticidad precio del bien, la tasa de crecimiento de la demanda, la capacidad de sustitución de productos, el marketing asociado al producto, los métodos de compra de los consumidores, el período temporal entre la producción y la venta, etc.

Otras condiciones exógenas de consideración son el entorno de las leyes y las políticas gubernamentales en el que operan las industrias y los valores socioeconómicos dominantes de la comunidad empresarial. (Scherer, 1980)

Como indica Clarke (1993) en el capítulo 1 de su manual de economía industrial, en su formulación inicial, desarrollada en los años '30 por economistas de la Escuela de Harvard (Mason, Bain), este paradigma establece una relación causal y unidireccional entre estos tres elementos. Con el tiempo, los desarrollos empíricos y teóricos de la economía industrial han mostrado que el carácter unidireccional en las relaciones supone una visión limitada de las mismas, por lo tanto, se descarta la posibilidad de determinismo entre las variables y se acentúa el rol de la conducta empresarial, así como el efecto de las políticas industriales.

A pesar de presentar ciertas limitaciones analíticas; propias de la ciencia económica, en relación a los modelos teóricos que se utilizan para explicar las diferentes estructuras de mercado posibles y a la necesidad de evidencia empírica para corroborar sus hipótesis; el paradigma E-C-D se sigue utilizando, pero sólo como una herramienta descriptiva (multidireccional, no causal) de las industrias (Dichiara, 2005). En el presente trabajo será aplicado al Mercado Eléctrico Mayorista de Argentina (MEM), el cual es de suma importancia para la economía del país, por tener a cargo la producción y comercialización de un insumo tan esencial como lo es la energía eléctrica, que además reúne la condición de servicio público. El conocimiento de sus características singulares permite entender cómo su funcionamiento general contribuye al bienestar económico.

Seguidamente, se procederá a realizar un análisis de equilibrio parcial, ya que el interés está puesto en examinar los efectos de los comportamientos de los agentes económicos y de la intervención pública sobre dicho mercado, haciendo abstracción de lo que sucede en otros sectores de la economía.

Capítulo 2. Transformación del sector eléctrico

Esta sección tiene como objetivo presentar un resumen de la evolución del sistema eléctrico desde la creación del MEM hasta su estado actual. La transformación que dicho sistema sufrió a principios de la década de los '90 debe considerarse como un rotundo cambio sobre la concepción sobre el modo de organización del sector. Se produjo un fuerte proceso de privatización de empresas de servicios públicos, con notable participación de capitales extranjeros. Como consecuencia, el rol del sector público se concentró básicamente en la regulación y control con un limitado papel en el financiamiento. Luego de la crisis macroeconómica 2001-2002, se asistió a un nuevo contexto institucional y regulatorio. Las modificaciones en las reglas de juego a causa de la derogación del régimen de convertibilidad (en especial la no reactualización de las tarifas ni la renegociación de la mayor parte de los contratos de concesión de servicios públicos) indujeron un mayor papel del Estado en el funcionamiento del sector.

Es evidente que tanto el esquema implementado en 1990 como el vigente desde 2002 responden a distintas ideologías. Se tomará en cuenta esta división en la siguiente explicación considerando las distintas formas de relación que se dieron entre el Estado, las empresas responsables de la prestación y la sociedad civil en general.

2.1 Desde 1990 a 2001

A partir de 1992 el sector eléctrico afrontó un proceso de reforma en su conformación estructural, institucional, de propiedad y de pautas de funcionamiento. La nueva configuración se implementó con la Ley N° 24.065 sancionada en diciembre de 1991 que contenía el nuevo Marco Regulatorio Eléctrico.

Esta reestructuración derivó principalmente de la reforma global en el plano económico y energético general llevada a cabo a nivel nacional, producto de la crisis económica y política que experimentó el país a fines de la década de los '80 y de la aceptación del nuevo paradigma sobre el papel subsidiario del Estado en los servicios públicos, donde se acentuaba la desregulación económica del sector como una opción para abastecer eficientemente la demanda (Suazo, 2005).

Hacia 1990, prácticamente toda la industria de suministro eléctrico de la Argentina estaba controlada por el sector público. El Estado regulaba la industria a nivel nacional y controlaba las principales empresas nacionales de electricidad (AyEE, SEGBA e HIDRONOR) que funcionaban

con bajo nivel de productividad y déficits operativos. Internamente el sector experimentaba una crisis de abastecimiento ocasionado por un periodo de bajo aporte hidráulico y alta indisponibilidad del parque térmico que llevó a cortes programados en el suministro (Suazo, 2005). Esta delicada situación originó la mencionada reforma que tuvo los siguientes objetivos principales: mejorar la eficiencia productiva mediante la introducción de competencia donde fuera posible, alentar la realización de inversiones privadas de riesgo para asegurar el suministro de largo plazo y resguardar adecuadamente los derechos de los usuarios regulando los mercados que tuvieran las características de monopolios naturales. Como afirma Pistonesi (2000, pp. 22) “Esto implicó un profundo cambio en la organización productiva e institucional y una modificación en el rol que el Estado había cumplido hasta ese momento dentro del sector”.

Al momento de la reforma el sistema eléctrico argentino se caracterizaba por la presencia de empresas públicas de jurisdicción federal y provincial verticalmente integradas encargadas de generar, transportar y distribuir la energía eléctrica, a excepción de empresas cooperativas que se desenvolvían en el ámbito de la distribución. El modelo implementado a partir de 1992 se basó en la desintegración vertical y horizontal del sector. Se produjo la segmentación de la cadena eléctrica en sus tres componentes básicos: generación, transporte y distribución, y se crearon varias unidades de negocio para cada una de estas actividades.¹ Se introdujeron reglas transparentes e iguales para quienes ya estaban en el mercado y para quienes desearan entrar, estableciéndose los principios regulatorios de incompatibilidad de funciones, de libre acceso de terceros a las redes de transmisión y distribución y de libre entrada a la actividad de generación (Pistonesi, 2000).

De esta forma se procuró generar una morfología de mercado con una fase de generación eléctrica potencialmente competitiva y las etapas de transporte y distribución de carácter monopólico, debido a las características estructurales de estos segmentos (Azpiazu, 2003). La legislación dispuso que la generación sea una actividad de interés general, aunque afectada a un servicio público, mientras que el transporte y distribución sean servicios públicos regulados en términos de tarifas y calidad de servicio, al ser considerados éstos como monopólicos.

La estructura del sistema quedó gobernada por la Secretaria de Energía que establece las normas que regulan la operación del sistema a nivel nacional, a través de pautas técnicas y económicas para su normal funcionamiento. La regulación del servicio quedó a cargo del Ente Nacional Regulador

¹ Iniciada la Reforma, las empresas nacionales de electricidad AyEE, SEGBA e HIDRONOR fueron segmentadas en distintas unidades de negocio y luego privatizadas.

de la Electricidad (ENRE)² y de los entes reguladores provinciales, ya que los gobiernos provinciales poseen autonomía para decidir la concesión de la prestación del servicio eléctrico dentro de su territorio mediante marcos regulatorios propios (a excepción de las compras interprovinciales para lo que deben ajustarse a las normas nacionales) (Pistones, 2000). Además, se creó una empresa específica, la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista (CAMMESA) a la que se le asignaron las funciones de coordinación y despacho técnico del sistema, la responsabilidad por el establecimiento de los precios mayoristas y la administración de todas las transacciones de energía y potencia entre los agentes del mercado. Esta empresa se integra, en partes iguales, por los representantes del Estado Nacional, la Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGEERA), la Asociación de Distribuidoras (ADEERA), la Asociación de Transportistas (ATEERA) y la Asociación de Grandes Usuarios (AGUEERA) (Pedraza, 2012).

A su vez, como señala Pedraza (2012, pp. 36) “el nuevo marco regulatorio se apoyaba fuertemente en la Ley de convertibilidad, puesto que los contratos de concesión y otras normas establecían precios, tarifas e indexaciones en moneda estadounidense”.

Estos cambios iniciaron la transición hacia un sector más competitivo y con alta participación del sector privado, que estuvo coronado por el logro de importantes resultados, prácticamente en todos los segmentos de la industria. El número de inversores privados se incrementó, tanto del lado de la oferta como del de la demanda. Los precios mayoristas descendieron como consecuencia de la competencia en la etapa de producción y la incorporación de nuevos equipos de generación de mayor eficiencia, sumado a la abundante disponibilidad de gas natural, a un precio inferior al de otros combustibles, que motivó la expansión de la generación térmica. Las tarifas evolucionaron de forma diferente dependiendo de la provincia y su impacto tributario. Pero, en general, se observó un mayor nivel de calidad del sistema y menores pérdidas de energía (Pistonesi, 2000).

² Posee jurisdicción para todo el país en generación y transporte. Sobre distribución sus competencias se han modificado a lo largo de estos años. Si bien, desde la Reforma en 1992 poseía jurisdicción sobre las tres empresas más importantes del área de Gran Buenos Aires, (EDENOR, EDESUR Y EDELAP) en 2011 deja de tenerla sobre Edelap, pasando la misma a jurisdicción de la provincia de Buenos Aires.

2.2 Desde 2002 a 2018

La recesión económica que se fue gestando desde fines de la década del noventa desencadenó la sanción de la Ley N° 25.561³ que declaró la emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria. Si bien esta ley tuvo un alcance total sobre la actividad económica del país afectó en ciertos aspectos a las empresas de servicios públicos en general mediante las siguientes acciones: 1) la “pesificación” a la paridad un dólar igual a un peso de las tarifas originalmente consignadas en dólares estadounidenses; 2) la prohibición de indexar las mismas; 3) la renegociación de los contratos debiendo considerarse: a) el impacto de las tarifas en la competitividad de la economía y en la distribución de los ingresos; b) la calidad de los servicios y los planes de inversión, cuando ellos estuviesen previstos contractualmente; c) el interés de los usuarios y la accesibilidad de los servicios; d) la seguridad de los sistemas comprendidos; y e) la rentabilidad de las empresas (Ramati, Bulacio y Crudo, 2003).

Claramente, la salida de la convertibilidad significó la ruptura de las reglas de juego y de los contratos para todos los actores intervinientes en el sector. El gobierno implementó modificaciones al marco regulatorio tendientes a moderar en el corto plazo el impacto de la crisis sobre el precio de la energía y el funcionamiento del mercado eléctrico mayorista.

La renegociación de contratos fue compleja, en 2002 se creó la Comisión Negociadora de Contratos de Obras y Servicios Públicos que luego sería reemplazada por la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos (UNIREN), la cual suscribió acuerdos integrales con las Concesionarias en el ámbito nacional, las llamadas Actas Acuerdo. Estas constituyeron las normas bajo las cuales se debía prestar el servicio hasta tanto se concretara la Revisión Tarifaria Integral (fijada inicialmente en febrero de 2009, pero que no llegó a concretarse hasta 2017), cuyo resultado sería un nuevo cuadro tarifario, y la adecuación del marco regulatorio eléctrico (Pozo Gowland, 2015). El proceso de renegociación se dilató en el tiempo y ocasionó diversas medidas tendientes a brindar recursos adicionales necesarios para resguardar la continuidad y calidad del servicio prestado a los usuarios, así como también asistir a las empresas en el incremento de sus costos.

La ausencia de señales económicas en el mercado desalentó la inversión privada dentro del sector en un contexto de alta demanda que se dio a partir de 2003 cuando se percibía la recuperación

³ Ley N°25.561 Ley de Emergencia Publica y Reforma del Régimen Cambiario, sancionada el 7 de Enero de 2002. Su vigencia, con modificaciones, persiste a partir del 28-12-19 mediante Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el marco de la emergencia publica hasta el 31-12-20.

paulatina de la economía argentina. Esta atenuación de los flujos de inversión dio como resultado que a partir de 2004 se comenzaran a materializar inversiones por parte del Estado, quien comenzó a adjudicarse funciones de financiación, planificación y ejecución en obras de infraestructura por medio de nuevas normas y fondos fiduciarios (Martinez De Vedia, 2010).

Frente al nuevo contexto, la Secretaría de Energía dictó nuevas normas a los fines de garantizar la operatividad. En ese sentido, se entiende la ampliación creciente del rol que fue adquiriendo el operador técnico del sistema (CAMMESA) a quien se le permitió interactuar en el mercado de hidrocarburos, especialmente en el mercado de gas, requiriendo este combustible para la generación de energía eléctrica. Posteriormente, ante la insuficiente oferta de gas local se le otorgó la posibilidad de ser proveedor de combustibles líquidos como gas oil y fuel oil, para mantener la generación térmica en todo momento y evitar cortes en el suministro (Pedraza, 2012). Esta reducción significativa en el abastecimiento de gas local para las empresas de generación se cubrió con el requerimiento de combustibles líquidos o gas importado, cuyos precios vinculados al precio internacional del petróleo elevó, en definitiva, el costo de la energía.

El congelamiento de las tarifas implicó la suspensión de las adecuaciones estacionales y de las revisiones tarifarias. Por norma, las adecuaciones estacionales debían realizarse en abril y octubre de cada año. Y las tarifas debían ser revisadas pasados los primeros 10 años y luego, revisiones sucesivas cada 5 años. La falta de adecuación de los nuevos precios estacionales que reflejasen los mayores costos de generación sumado a la adopción de medidas para evitar incrementos en las tarifas de los usuarios finales, condujo al desfinanciamiento del mercado y representó un incremento paulatino de las transferencias del Estado hacia el sector para asegurar la sostenibilidad en la cadena de abastecimiento y no interrumpir la cadena de pagos entre los agentes (Guzowski, 2015). Luego del año 2004 las tarifas dejaron de ser homogéneas en cuanto a la asignación del costo del sistema y se inició un proceso de pequeños reajustes en los valores de acuerdo a las categorías de consumo que se profundizó en los años siguientes. Siempre se buscó proteger a los usuarios residenciales a costa de aquellos de mayores consumos. Como consecuencia, una gran parte de la demanda no percibió el verdadero valor de la energía por la cobertura otorgada por los subsidios (Pedraza, 2012).

Con sus ingresos parcialmente congelados y costos crecientes, la situación patrimonial de las empresas del sector se fue agravando con el correr de los años ante un contexto inflacionario y de creciente demanda en la economía. Pero, la política del gobierno se sustentó en no convalidar

incrementos tarifarios en los sectores de menores consumos y asegurar las inversiones necesarias por medio de fondos específicos. De esta forma, los subsidios al sector fueron una partida cada vez mayor dentro del presupuesto nacional. En general, los subsidios al sector energético han sido importantes y su crecimiento en la última década ha influido en el desempeño económico general del país, impactando no solo en las cuentas públicas al contribuir al déficit fiscal sino perjudicando, en el caso de la electricidad, el normal funcionamiento del sector (ASAP-IAE, 2015).

Resumiendo, luego de la crisis del 2001 el Marco Regulatorio del sector sufrió importantes modificaciones. Se asiste a otro modelo de organización y funcionamiento del mercado eléctrico con un Estado muy presente, interviniendo en cada una de las áreas del sector. Las distintas resoluciones normativas que se sucedieron a lo largo de estos años no dieron lugar a la realización de inversiones necesarias para sostener el crecimiento del sector que requiere cierta estabilidad normativa y certidumbre jurídica a mediano y largo plazo. Muchas de ellas inicialmente de “carácter transitorio” han perdurado en el tiempo, distorsionando el comportamiento de los agentes y retrasando el desarrollo de la industria. Dando como resultado un deterioro en la calidad del servicio y en la confiabilidad del sistema.

La asunción del gobierno de Mauricio Macri, el 10 de diciembre de 2015, reconoció las dificultades del sector: inversiones postergadas, tarifas subsidiadas, deterioro de la situación patrimonial de las empresas, entre otras, y declaró la Emergencia del Sector Eléctrico Nacional con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017. Bajo este panorama, se concretaron obras en distribución y generación y hubo un incremento de la capacidad instalada. Se dio un fuerte impulso a la generación de energía por fuentes renovables no convencional mediante el programa Renovar, incrementando por primera vez la participación de este tipo de fuente dentro de la matriz energética (Bravo, 2018). También, se produjo la Revisión Tarifaria Integral, tan postergada durante años, cuyo resultado fue un incremento de las tarifas de la energía eléctrica. Si bien se trató de un aumento de alto impacto en la sociedad y en la industria (y por dicha razón se suscitaban diferentes recursos de amparos en la justicia con el fin de frenar su aplicación) significó colocar nuevamente como tema de agenda pública las tarifas y los subsidios al sector. Sin embargo, en esta última materia, los logros no fueron contundentes. La gradual recomposición de precios y tarifas del sector se vio frenada por el contexto macroeconómico desfavorable para la economía que comenzó a mediados de 2017 con variaciones en el tipo de cambio, inflación creciente, agudización de los desequilibrios externos e incremento del déficit fiscal. Sin coordinación con las políticas macroeconómicas instrumentadas en

otras áreas, y en un agitado ambiente electoral, nuevamente se congelaron tarifas, se postergaron obras (sobre todo en transporte) y el sector comenzó a presentar dificultades.

La asunción de Alberto Fernández a la presidencia el pasado 10 de diciembre de 2019 determinó mediante la Ley N° 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva la emergencia energética, puntualmente en el sector eléctrico: la cual postergó el congelamiento de tarifas por 180 días más y puso a evaluación la revisión tarifaria vigente e intervención en el ENRE.

Como consideración final, falta una visión política de hacia dónde se debe orientar el sector eléctrico para que cumpla su función de proveer un suministro confiable y al mínimo costo posible, optimizando los beneficios de productores y consumidores. Para ello se requiere de un contexto de estabilidad económica y seguridad jurídica, dos objetivos difíciles en nuestra economía, para lo cual es indispensable contar con reglas claras y lleva a que la reforma regulatoria se vuelva necesaria.

Capítulo 3. Aplicación del paradigma Estructura-Conducta-Desempeño (E-C-D)

En este capítulo se aplica el paradigma de la economía industrial al sector eléctrico. Al ser un elemento indispensable en la economía de un país plantea desafíos a la hora de una conformación óptima del mercado; teniendo en cuenta que la electricidad posee ciertas características específicas que la distinguen de otros bienes.

3.1 Estructura del mercado

El MEM es el ámbito donde se encuentran en tiempo real la oferta y la demanda de energía eléctrica, ambas comprenden todo el territorio argentino; pero este mercado está físicamente en el centro de carga del sistema en la zona de Ezeiza (Stábile, 2011). Esta ubicación responde a la proximidad con el área de mayor concentración de la demanda (Gran Buenos Aires) y una parte importante de la oferta.

Por el lado de la oferta, el mercado eléctrico se encuentra dividido en tres actividades: *generación*, *transporte* y *distribución*. Existe una fuerte interdependencia (espacial y temporal) entre cada una de estas actividades, puesto que la baja capacidad de sustituir la electricidad por otra fuente de energía hace que los costos sociales de la interrupción en el servicio sean altos y obligue al sistema

a actuar de forma coordinada. Es fundamental, entonces, que el sistema acompañe las variaciones de la demanda a lo largo del tiempo dado que no se cuenta con una tecnología económicamente viable que permita su almacenamiento en grandes volúmenes.

Esto determina que la particularidad del mercado es, como señala Guzowski (2015, pp. 50) la comercialización “de un producto cuyas características físicas hacen que deba ser consumido en el momento en que se produce, debido a que no es posible almacenarlo”. El mercado debe balancear oferta y demanda en tiempo real, y para ello resulta necesaria una capacidad de producción suficiente para cubrir los picos de demanda más un cierto margen de reserva, capaz de contrarrestar variaciones en el parque de generación causadas por fallos fortuitos en las centrales, en el transporte o en la distribución. Esto significa, que la energía generada debe ser mayor a la demandada e implica una fuerte coordinación técnica entre los distintos segmentos que debe ser realizado por un agente (u organismo) que coordine centralizadamente el despacho (Bazán Navarro, 2003).

El mercado eléctrico argentino presenta una configuración con una fase de generación eléctrica potencialmente competitiva con dos etapas: transporte y distribución de carácter monopólico. Aunque, en el área de distribución se planteó introducir en forma gradual una modalidad de competencia al permitir a los grandes usuarios contratar su provisión directamente con los generadores. Por lo tanto, la demanda del servicio en los mercados mayorista (generación) y minorista (distribución) se encuentra también diferenciada según el tipo de usuario (Azpiazu, 2003).

3.1 a) Generación:

La electricidad es un bien homogéneo para cuya producción es necesaria la concurrencia de diversas fuentes energéticas y cada una requiere una tecnología específica. Esa diversificación contribuye a la estabilidad de precios y a la seguridad del suministro, y permite que se cubran de forma eficiente las oscilaciones de la demanda.

El sector generador se caracteriza por la presencia de economías de escala y elevados costos hundidos, ya que se requieren inversiones con una alta especificidad, de largos períodos de maduración. Al ser la electricidad una fuente secundaria de energía proveniente de diversas fuentes primarias, las distintas tecnologías disponibles para su obtención presentan diferentes combinaciones de costos fijos y variables, utilización de factores e insumos, costo de arranque, etc. (Bazán Navarro, 2003). En función de ello, a continuación se especifica cada uno de los tipos de generación que comprenden el parque generador del país. Tal como se desprende de los informes de

CAMMESA el mismo involucra centrales hidráulicas, nucleares, térmicas e instalaciones de fuentes renovables.

Así, los proyectos intensivos en capital y de largo período de maduración tienden a ser mayores en las centrales nucleares e hidroeléctricas que en las centrales térmicas. Pero en estas últimas a diferencia de las primeras, si bien los costos fijos son relativamente menores a los costos variables, éstos últimos dependen fundamentalmente de los precios de los combustibles que sirven como insumo (gas natural, gas oil, fuel oil), lo que ocasiona que sus costos marginales sean más altos (Guzowski, 2015) Esta estructura de costos es importante, dado que en el MEM la generación térmica es la que define el costo total de generación.

Como menciona Bazán Navarro (2003, pp. 5) “En esta fase de la cadena del suministro eléctrico es importante señalar que gracias a los avances tecnológicos han surgido nuevas tecnologías de generación como las turbinas de gas de ciclo combinado que han reducido notablemente las economías de escala respecto al tamaño del mercado eléctrico, los costes fijos, los períodos de construcción, las emisiones medioambientales y los costos de interrupción, por lo que se ha favorecido la introducción de competencia en esta fase”. Además, en este tipo de generación las barreras de entradas prácticamente no existen, con lo cual cualquier firma puede iniciarse en esta actividad con solo operar y mantener sus instalaciones en forma que no representen un riesgo para la sociedad.

La generación hidráulica⁴ utiliza un recurso renovable que permite generar en forma limpia, sin emitir gases de combustión a la atmósfera, y es una tecnología eficiente y de bajo costo operativo. Una dificultad que presenta es que los años secos afectan el caudal de los ríos y disminuye su capacidad de generación. Además, la localización física de una central hidráulica está condicionada fundamentalmente por las características del aprovechamiento hidroeléctrico, y no por su facilidad de acceso a la red eléctrica o su cercanía a la demanda. Esto hace que normalmente se encuentre alejada de la demanda y se requieran de ampliaciones de la transmisión para vincularla al sistema eléctrico. Con lo cual hay que tener en cuenta, que la ejecución de un proyecto hidroeléctrico requiere de estudios previos que pueden demandar algunos meses, en los cuales se debe considerar el uso alternativo del agua (riego, recreación, vías de comunicación, turismo, etc.). El período de construcción también es elevado, aunque es compensado por su largo tiempo de vida útil.

⁴ Consulta Educ.ar: <http://energiasdemipais.educ.ar/energia-hidraulica>

En el caso de las centrales nucleares⁵ existen importantes barreras regulatorias a causa de la peligrosidad de los combustibles que utilizan al trabajar con material radiactivo; un punto crítico es la seguridad y la gestión de los residuos. Su construcción es compleja, requiere mano especializada y su ubicación debe estar cercana a una fuente de agua, ya que necesita una gran cantidad de agua para el sistema de refrigeración, y no debe ser sísmica para no afectar la seguridad.

En cuanto al uso de energías renovables para la obtención de electricidad, nuestro país aun está en una etapa incipiente aunque existe un potencial muy grande para su aprovechamiento. La energía eólica⁶ emplea un recurso renovable, que no se agota por su uso y es compatible con otros usos del terreno, como la ganadería y la agricultura. Diferentes zonas en el país son aptas para la instalación de parques eólicos, aunque el costo inicial es alto. Además, este tipo de energía tiene una gran desventaja que es su intermitencia y aleatoriedad, ya que los vientos no son constantes ni del todo predecibles, lo que implica problemas en el control del flujo de energía disponible. Es decir, que esta energía es complementaria de otras dentro de un sistema integrado eléctrico. Lo mismo puede decirse de la energía solar⁷. La cual es inagotable y no genera gases producto de la combustión. Sin embargo, su limitación está dada porque con la tecnología actual, su eficiencia es baja, y se requiere ubicar los paneles en lugares de gran radiación solar y pocos días nublados. Los parques solares requieren una gran superficie para su funcionamiento, impidiendo el desarrollo de otras actividades, lo que limita también los lugares donde pueden instalarse. En general, el uso de la energía solar se limita a instalaciones en viviendas individuales y en pequeñas poblaciones.

3.1 b) Transporte y distribución

Las actividades de redes, transporte y distribución, son consideradas monopolios naturales. Estas redes constituyen la infraestructura esencial para posibilitar el comercio de electricidad, requieren inversiones difíciles de duplicar, intensivas en factor capital, con una alta relación de costos fijos/variables (López Millán, 1999). En consecuencia, estos servicios son prestados en condiciones de exclusividad, en su mayoría por empresas privadas, lo que requiere de un accionar efectivo de la administración pública para establecer tarifas, normas de acceso y evitar el abuso de posición dominante.

⁵ Consulta Educ.ar. <http://energiasdemipais.educ.ar/energía-nuclear/>

⁶ Consulta Educ.ar. <http://energiasdemipais.educ.ar/la-energia-eolica-2/>

⁷ Consulta Educ.ar. <http://energiasdemipais.educ.ar/energia-solar/>

La *transmisión* es el transporte de electricidad a muy alto voltaje y comprende la administración de generadores dispersos en la red, para mantener voltajes y frecuencias adecuados e impedir fallas del sistema. Mediante una red de alta tensión se conecta de manera continua al productor con el consumidor, para proveerle a este último el voltaje requerido en el momento que lo demanda. Este sector se caracteriza por importantes economías de escala, por el uso de una red única, y altos costos hundidos, dados por las inversiones específicas sin ningún otro uso económico alternativo.

López Milla (1999, pp. 21) señala que también existen economías de alcance y densidad “Al ser la electricidad un fluido no almacenable, se puede considerar como un producto distinto en cada momento del tiempo. Es decir, puede considerarse a la transmisión como una actividad multiproducto en la que existen economías de alcance ya que el costo de suministro del conjunto de productos es inferior al de proveerlos cada uno por separado. Las economías de densidad, surgen como consecuencia de la interconexión entre los diferentes nodos de demanda, en los que las transacciones de fluido pueden experimentar variaciones aleatorias e imprevisibles. A menos que estas oscilaciones mantuviesen entre sí una correlación perfecta de signo positivo, el riesgo de no poder satisfacer la demanda en un sistema de nodos interconectados es menor que la suma de los riesgos de no poder atender las necesidades de cada nodo aislado”

La *distribución* consiste en el transporte de electricidad a medio y bajo voltaje hacia los usuarios finales. En este sector la existencia de dos o más empresas distribuidoras dentro de una misma área redundaría en la duplicación de activos y en el posicionamiento final de solo una. La presencia de economías de escala hace que resulte más barato proveer el servicio con un sólo prestador (regulado por el Estado) antes que con varios que compitan y deban duplicar las inversiones. Además, se aprovechan mejor las economías de densidad, ya que el costo medio del servicio se reduce cuando aumenta la concentración geográfica de la demanda (cuando aumenta el número de usuarios de una zona geográfica).

Tradicionalmente, las compañías distribuidoras se han encargado de suministrar la electricidad a los consumidores. En los últimos tiempos ha tomado participación otra figura dentro de la industria eléctrica al permitirse el libre acceso a las redes de transmisión y distribución. La comercialización engloba todas las actividades de venta de electricidad a los usuarios finales. El comercializador compra la energía en bloque y se la vende al usuario final. Esta actividad no requiere elevadas inversiones y conlleva costos hundidos bajos, creando así un ambiente apropiado para que se desarrolle la competencia (López Millán, 1999).

Tal como menciona Bazán Navarro (2003, pp. 8) “La competencia en la actividad de comercialización se da en el precio de venta de la electricidad o en el servicio de atención al cliente. Los agentes comercializadores negocian la compra de energía en el mercado mayorista o a través de contratos bilaterales con los agentes generadores, y su venta al por menor con los consumidores finales, accediendo a las redes de distribución de baja tensión mediante el pago de peajes a los propietarios de las redes.”

3.2 Característica de la oferta y la demanda de energía eléctrica

En función de lo establecido en el marco regulatorio eléctrico definido por Ley N° 24.065 en el año 1991 y reglamentado por “Los Procedimientos” (versión XXVI) se describirá la oferta y demanda en el MEM. Las actividades que definen la oferta, incluyen el sector de generación, transporte y distribución. Por el lado de la demanda, se diferencian los grandes usuarios, que compran en forma directa al MEM, y los medianos y pequeños clientes que adquieren energía a través de las empresas distribuidoras.

3.2.a) Oferta

3.2 a.1) Sector de generación

La generación de electricidad está definida como una actividad de interés general⁸ aunque afectada a un servicio público. Es regulada en aquellos aspectos que afectan ese interés (cuestiones ambientales y, para las hidroeléctricas, prioridades en el uso del agua) y en cuestiones procedimentales (coordinación del despacho, necesidad de minimizar el costo total de producción, necesidad de mantener una reserva, etc.), ya que se considera una actividad sometida a condiciones de competencia. Adicionalmente, ningún generador puede contar con participación mayoritaria en actividades de distribución y transporte.

Comprende tres clases de agentes:

- El *generador* produce y vende (exclusivamente) energía eléctrica al mercado.

⁸ Actividad que atañe a una necesidad básica de la comunidad, en la cual el Estado no tiene obligación de prestarla, aunque sí de normarla.

- El *autogenerador* genera energía como producto secundario siendo su propósito principal la producción de bienes y servicios (básicamente produce para su autoabastecimiento y comercia en el MEM sus excedentes).
- El *cogenerador* genera conjuntamente energía eléctrica y vapor u otra forma de energía para fines industriales, comerciales de calentamiento o enfriamiento y la vende como un subproducto de su producción.

Estos dos últimos agentes pueden colocar sus excedentes de energía en el mercado mayorista, como así también concurrir a él ante la escasez de su propia generación. Los generadores, por su parte, pueden celebrar contratos de suministro directamente con distribuidores y grandes usuarios, los que eran libremente negociados entre las partes⁹. El MEM, además, se abre al intercambio con los países vecinos, posibilitando la exportación o importación de energía mediante contratos entre empresas privadas que cumplan con los requisitos regulatorios.

Las unidades de energía eléctrica son despachadas por CAMMESA para abastecer la demanda al menor costo posible y son remuneradas al precio spot horario en el nodo correspondiente. Para un generador su costo unitario de producción está dado por el costo de operación y mantenimiento más el costo de transporte desde su nodo de conexión hasta el mercado. Cuanto más alejado del centro de carga y cuanto menos confiable es el vínculo de transporte, más cara se vuelve la energía despachada desde ese nodo. Al generador también se lo remunera por la potencia puesta a disposición del sistema, ya sea operable o reserva fría, y por ciertos servicios adicionales como la regulación de frecuencia y el control de la tensión (Suazo, 2005).

3.2 a2) Sector de transporte

El transporte de energía eléctrica es considerado un *servicio público*. Por presentar economías de escala constituye un monopolio natural. Por lo tanto, es una actividad regulada y sujeta a concesión.

Los transportistas vinculan eléctricamente todos los nodos del Sistema Argentino de Interconexión (SADI), transportando la energía producida hacia los centros urbanos de consumo¹⁰, haciendo lo

⁹ Cambio mediante la Resolución de la Secretaria de Energía N° 95/13 en 2013. Los Grandes Usuarios adquieren su suministro directamente de CAMMESA, suspendiéndose cualquier tipo de contrato.

¹⁰ Hasta 2006 las regiones eléctricas que conformaban el SADI se encontraban interconectadas entre si, a excepción de la región patagónica que operaba en forma aislada en el Sistema Interconectado Patagónico. Por lo tanto existían dos mercados mayoristas: el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) en el SADI y el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico (MEMSP) en el SIP. En 2006 se estableció la interconexión del MEMSP al MEM, conformándose un solo mercado mayorista que opera en el SADI.

propio también con los sistemas de transporte de Brasil, Uruguay y Paraguay, lo que permite la importación o exportación de energía eléctrica de un sistema a otro. No pueden realizar transacciones de compra o venta de energía y deben dar un trato equitativo a todos los actores que oferten o demanden a través de las redes correspondientes. Si incumplen condiciones mínimas de disponibilidad y tensión están sujetos a penalidades. Se encuentran relevados de la obligación de ampliar la red, estas deben ser decididas y financiadas por sus usuarios (generadores, distribuidores y grandes usuarios) para mejorar su vinculación al MEM (Stábile, 2011). Salvo para ampliaciones menores, para las de mayor porte es el ENRE quien analiza su conveniencia y necesidad y emite el respectivo certificado que las autoriza. Es una condición previa al comienzo de la construcción u operación de las mismas (ENRE, 2018).

Esta actividad posee las tarifas reguladas, recibiendo distintos tipos de remuneraciones fijas en relación a diferentes conceptos: por la potencia y energía transportada y otra por poner a disposición de los usuarios de la red la capacidad de transporte de las líneas y los equipos de las estaciones transformadoras. En particular, los ingresos por energía transportada se pre calculan en forma quinquenal al comienzo de cada período tarifario para todo el tiempo que comprende dicho período. Los primeros contratos de concesión preveían ingresos en dólares, revisados quinquenalmente por medio de audiencias públicas, que garantizaban a las empresas que operaran en forma eficiente la cobertura de sus costos y una rentabilidad acorde (Pozo Gowland, 2015). A partir del año 2002, con la sanción la Ley N° 25.561 de Emergencia Pública, las tarifas se congelaron, se pesificaron e inmediatamente se dieron procesos de renegociación que culminaron en la firmas de Actas Acuerdo de cada una de las transportistas con el Estado entre los años 2005-2006, las cuales definieron un período de transición contractual durante el cual se utilizó un Régimen Tarifario de transición, que se aplicó hasta la entrada en vigencia de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) en febrero de 2017, en la que se determinaron nuevos criterios de remuneración, nuevas pautas de calidad de servicio y se modificó la metodología de cálculo de premios (ENRE, 2018).

El sistema de transporte de energía eléctrica se conforma por un sistema de Alta Tensión (500 Kv y 220 Kv) a cargo de una sola empresa y sistemas de distribución troncal (tensión mayor a 132/220 Kv) a cargo de seis empresas que vinculan las diferentes regiones eléctricas del país. Además de estas empresas, existen otras compañías transportistas independientes que operan en virtud de una licencia técnica otorgada por las primeras.

3.2 a3) Sector de distribución

Este sector cumple con la comercialización y distribución de la energía eléctrica que, al igual que el transporte, es considerado un *servicio público*. Cada distribuidor suministra electricidad y opera la red de distribución de una zona geográfica concreta en virtud de una concesión. Es responsable de abastecer toda demanda solicitada por los usuarios dentro de su área, a través de instalaciones conectadas a la red de transporte o generación hasta las instalaciones del usuario. Esta obligatoriedad significa permitir el libre acceso a las redes a todos los usuarios que así lo requieran a las tarifas vigentes sin otorgar preferencia alguna y, también implica que la distribuidora se haga cargo de las inversiones correspondientes para cumplir con la prestación del servicio.

Asimismo, deben cumplir estándares mínimos de calidad en lo referido a nivel de tensión, oscilaciones, frecuencia y duración de cortes y servicio comercial (plazos de conexión y de rehabilitación, errores de facturación y reclamos). Si incumple recibe sanciones que constituyen un sistema de incentivos que alienta a mejorar y mantener la calidad, y tratan de reflejar el perjuicio ocasionado a los usuarios por la energía no suministrada (Suazo, 2005).

El distribuidor en el MEM puede cubrir la necesidad de atender la demanda mediante la compra de energía a través de contratos a términos celebrado con los generadores (operaciones a plazo fijo donde precios y cantidades se pactan libremente) o interviniendo directamente en el mercado spot, adquiriendo la energía a un precio estacional estabilizado cada tres meses.

A nivel nacional esta actividad es provista tanto por empresas privadas como públicas. En la mayor parte de las provincias, esta actividad está a cargo de empresas cooperativas, que en la mayoría de los casos abastecen a pequeñas localidades teniendo como proveedoras a las empresas provinciales. Casi todas las provincias han creado sus propios Entes Regulatorios según la normativa nacional, los cuales controlan los contratos de concesión y los términos de prestación del servicio. Desde la reforma del sector en los '90, las áreas atendidas por las empresas EDENOR, EDESUR están bajo la jurisdicción del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE)¹¹.

Las tarifas que los distribuidores cobran a los usuarios tienen tres componentes: los precios de la energía y la potencia en el MEM, el pago del transporte y los costos propios de la distribución. Los dos primeros son función de los precios estacionales que establece la Secretaria de Energía y, dentro

¹¹ Desde 1992 las tres distribuidoras del Área Metropolitana estuvieron bajo la jurisdicción del ENRE. En el 2011 la distribuidora EDELAP pasó a jurisdicción del ente provincial de Buenos Aires.

de cada periodo tarifario, las tarifas se ajustaban solamente con las variaciones que se producían en estos componentes, en ocasión de cada reprogramación estacional. Los últimos están constituidos por el costo económico de la prestación del servicio de distribución que incluye los costos en inversión, operación y mantenimiento de las redes, los gastos de gestión comercial, así como las depreciaciones y una rentabilidad justa y razonable sobre el capital invertido. Lo determina cada ente regulador para su jurisdicción (Cont, 2007).

Bajo el régimen de convertibilidad y al celebrarse los contratos de concesión de las empresas de jurisdicción federal (Edenor y Edesur) a fines de 1992, se fijó la remuneración de cada una en dólares con una actualización semestral en base a índices de inflación de Estados Unidos. Tanto el régimen tarifario como el cuadro tarifario iban a ser revisados en el año número diez de la concesión, para pasar a ser revisados cada cinco años mediante el procedimiento conocido como Revisión Tarifaria Integral (RTI). La emergencia pública declarada bajo la Ley N° 25.561 en 2002 no permitió que se concrete el primer proceso de revisión estipulado, además dejó sin efecto las cláusulas de ajuste e indexación de tarifas; y en las renegociaciones contractuales, realizadas con posteridad, se acordó un aumento parcial en los márgenes de distribución y un mecanismo de ajuste de costos temporario que no fue íntegramente implementado (Pozo Gowland, 2015).

3.2.b) Demanda

La demanda de energía eléctrica se caracteriza por una fuerte estacionalidad. De acuerdo a Bazan Navarro (2003, pp. 9) presenta “una evolución fluctuante con altas variaciones temporales: diarias, semanales, mensuales y estacionales. (...) en el muy corto plazo suele ser muy incierta, porque la cantidad demandada de electricidad depende de las elecciones de un gran número de usuarios y de las cantidades que decidan utilizar. Los factores que suelen afectar la demanda y hacerla incierta en el mediano y largo plazo son las desviaciones de los patrones climáticos usuales en las diversas estaciones del año, las modificaciones en las condiciones económicas de los usuarios, y el tipo de equipos que son conectados a la red para el consumo de electricidad”.

A lo largo de un año, generalmente tiende a aumentar en las épocas de verano e invierno. En el transcurso de un día, se manifiesta con distinta intensidad según la franja horaria que se considere. Incluso se aprecian diferencias con respecto al día semanal que se trate (si es un día laboral o de fin

de semana). Entonces, la demanda eléctrica puede caracterizarse como variable y aleatoria, presentando una fuerte inelasticidad en los momentos picos (Romero, 1999).

Dada la dificultad de almacenamiento de la electricidad que obliga a que los volúmenes producidos deben coincidir con los volúmenes requeridos, es necesaria la coordinación de cada uno de los eslabones de la cadena eléctrica bajo un despacho unificado (que en el MEM está a cargo de CAMMESA), de modo que en tiempo real permita coincidir segundo a segundo la oferta con la demanda.

Los consumidores pueden abastecer su requerimiento de energía eléctrica de dos formas: mediante el distribuidor de su área local o realizando contratos de provisión directamente con los generadores o comercializadores. De optar por esta última deben calificar como agentes del mercado, revistiendo la categoría de grandes usuarios. Para ello, la Secretaría de Energía define ciertos parámetros, siendo el principal el requerimiento mínimo de potencia requerida (requisito que a se ha ido flexibilizando con el tiempo), debiendo abonar un “peaje” a los distribuidores por la utilización de las redes eléctricas.

Actualmente, en relación a su consumo, se reconocen las siguientes categorías: Grandes Usuarios Mayores (GUMA con una demanda de potencia mayor o igual a 1 MW), Grandes Usuarios Menores (GUME con una demanda de potencia entre 0.1 MW y 2 MW) y Grandes Usuarios Particulares (GUPA con una demanda de potencia entre 0.05 MW y 0.1 MW). Dentro de esta última categoría se diferencian aquellos que reciben el servicio de algún agente distribuidor: los GUDI con una potencia mayor a 300 Kw (CAMMESA, 2018b).

En el año 2013, luego de la Resolución SE N° 95/13, los Grandes Usuarios adquieren su demanda de energía directamente de CAMMESA, suspendiéndose cualquier tipo de contrato.

3.2.c) El mercado en números: composición de la oferta y demanda

A continuación se realiza una pequeña pero concisa descripción del sector eléctrico, para mostrar su estado de situación en el año 2018. Para ello se utiliza la información que releva CAMMESA y publica en su informe anual y mensual (diciembre) para dicho año¹².

¹² En el total de generación no se considera lo que corresponde a importación y en el total de demanda solo se toma en cuenta lo que demandan los agentes del MEM, sin apuntar datos de exportación ni pérdidas del sistema.

Tabla 1. Estructura general del MEM

Oferta	Sistema Fisico	Demanda
<ul style="list-style-type: none"> • Generación 137482 GWh • Por tipo de fuente: • 63.8% Térmica, 29.1% Hidráulica, 4.7% Nuclear, 2.4% Renovables • TOTAL AGENTES • 358 Generadores • 28 Autogeneradores • 8 Cogeneradores • La región Gran Bs As-Litoral-Bs As concentra el 48% de la oferta • Le siguen: Comahue 18%, Centro y Noroeste 9%, Noreste 8%, Cuyo 5%, Patagonia (al sur del Comahue) 4%. 	<ul style="list-style-type: none"> • El país se divide en siete regiones eléctricas. • En total 34.920 Kilómetros de línea. • Líneas de extra alta tensión 500/220 Kv: 14756 km. A cargo de una sola empresa TRANSENER • Líneas de distribución troncal 220/132 kv: 20163 Km. A cargo de seis empresas: TRANSNEA, TRANSNOA, TRANSBA, DISTROCUYO, TRANSPA (Patagonia Sur), TRANSCOMAHUE-EPEN • Además 44 transportistas PAFTT 	<ul style="list-style-type: none"> • 133008 GWh • Por tipo de usuario: 42.8% es consumo residencial. 28.8% grandes y medianos usuarios industriales y de servicios. 28.4% uso general comercial. • TOTAL AGENTES • 28 Distribuidores • 1 Distribuidor Menor • 47 Cooperativas Eléctricas agentes del MEM y 537 Cooperativas Eléctricas no agentes del MEM • GUMA 410 • GUME 2169 • GUPA 24 • GUDI 5982 • La región Gran Bs As-Litoral-Bs As representa el 61% de la demanda.

Fuente: Elaboración propia en base a datos informe anual y mensual (diciembre) CAMMESA

3.3 Conducta

3.3.1 Organización y funcionamiento del MEM

La creación de un mercado mayorista en el que se fija periódicamente el precio de energía, a través de los intercambios de electricidad gestionados por un operador independiente, en este caso CAMMESA, es uno de los cambios más importantes que experimentó el sector eléctrico a comienzos de la década de los noventa. Dentro de esa conformación se incluyó, además, la

posibilidad de realizar contratos a término entre los generadores y distribuidores o grandes usuarios que serían administrados también por CAMMESA

Entonces, bajo el marco de la Ley N° 24.065, la organización comercial del MEM se compone de un mercado spot y un mercado a término para la compra y venta de energía y un sistema de estabilización de precios para distribuidores. Luego de la crisis del 2001 y con la sanción de la Ley N° 25.561 muchos métodos y procedimientos sufrieron cambios, provocando una nueva regulación y una continua adaptación a las normas por parte de los agentes.

3.3.1.a) El Mercado spot

Es un mercado donde se compra y vende energía y potencia eléctrica entre los agentes. El precio de la energía eléctrica se fija en forma horaria en función del costo de producción del próximo MWH, representado por el costo marginal de corto plazo medido en el centro de carga del sistema. Es decir, el menor costo declarado por los generadores (hidráulicos o térmicos) que estarían en condiciones de aumentar su oferta para abastecer la demanda en el momento requerido. Ese precio, determinado para cada hora, se denomina “precio de mercado” (Pedraza, 2012).

3.3.1. a.1) Determinación del precio spot: Despacho óptimo de carga

El funcionamiento del mercado spot requiere la comunicación en tiempo real de los agentes del MEM y el organismo encargado del despacho, para coordinar y programar la operación y el despacho del sistema y establecer precios y volúmenes que definirán los montos de las transacciones comerciales. La determinación final del precio y del despacho se crea a partir de sucesivas modelizaciones, que comienzan con la programación estacional y reprogramación trimestral, luego una semanal y una diaria.

Como se describe en el informe del Ministerio de Minería y Energía (2016, pp. 4) “La función objetivo es minimizar en cada período de programación los costos de abastecimiento de la demanda, considerando los recursos disponibles (máquinas, combustibles, capacidad de embalses) y las limitaciones de la red de transporte.”

CAMMESA se encarga del despacho óptimo de carga, es decir, determina las centrales generadoras que entraran en funcionamiento a medida que la demanda se va manifestando. El orden de entrada responde a un criterio puramente económico: el costo marginal de producción de un MWH.

Bajo este esquema la actividad se desarrolla en un sistema de declaración de costos. CAMMESA realiza una lista en orden creciente de todos los generadores en base al costo marginal que ellos mismos declaran y conforme a dicho orden los pone en funcionamiento para cubrir la totalidad de la demanda y la reserva de potencia en cada momento. El costo de generación de la unidad que abastecerá la próxima unidad física, fija el precio con el que se remunera la energía de todas las máquinas convocadas. Este esquema hace que las unidades con mayores costos variables se utilicen en las horas de mayor demanda encareciendo el costo de la energía en tales horarios (Stábile, 2011).

El precio spot depende del costo de producción de la energía y está representado por el costo marginal de corto plazo. A dicho valor se remunera toda la energía generada, ajustado de acuerdo al costo de transporte de cada central de generación al centro de carga ubicado en el área de Buenos Aires.

Al ser horario, el precio *spot* es sumamente volátil, ya que depende de factores tan variados como la cantidad de generación por tipo/tecnología, el precio de los combustibles, la tasa de cambio, costos de operación y mantenimiento, costos de incorporación de potencia y energía. Influyen, también, los aportes hidrológicos en las centrales hidráulicas, la indisponibilidad de las máquinas, restricciones en el transporte, las condiciones climáticas (temperatura, precipitaciones, nieve, etc.), la hora y tipo de día, etc. (Stábile, 2011).

Pedraza (2012, pp. 37) plantea que “esta metodología solventa los costos variables de producción de los generadores. Los costos fijos son remunerados a través de un cargo que inicialmente abonaba la demanda por cada unidad física instalada (o sea MW) en los generadores despachados para atender la demanda”.

Si se descubre alguna restricción de transporte o de distribución que aleja a este despacho del óptimo económico y no permite relacionar toda la generación y demanda de un área con el centro de carga, se considera que esa área se encuentra desvinculada del mercado y se calculan precios locales para la misma (Pedraza, 2012).

3.3.1.b) El Mercado a término ó por contratos

Se pactan contratos de energía ó de potencia entre agentes ó comercializadores del MEM, ó entre agentes ó comercializadores locales y empresas de un país interconectado. En dichos contratos las condiciones, plazos, cantidades y precios entre las partes son pactados libremente.

El propósito detrás de éstos es dar una mayor estabilidad en el mediano y largo plazo al mercado, al comprometerse los agentes tanto en precios como en cantidades a un determinado suministro (Stábile, 2011). Entendiéndose que ningún generador comprometerá la provisión de potencia y energía de sus instalaciones más allá de su capacidad. Por ello, la programación real de generación es realizada por CAMMESA y en consecuencia los contratos de abastecimiento o de reserva fría que tenga firmado un generador no son tenidos en cuenta por dicho organismo, aunque debe estar al corriente de las cantidades pactadas y precios. Cualquier excedente o faltante entre la producción del generador y la cantidad de energía que debe entregar por contratos se comercializa en el mercado spot (Pistonesi, 2000).

3.3.1.c) Sistema de estabilización de precios

Este sistema de estabilización está previsto para el Mercado Spot, destinado a la compra de distribuidores. Se basa en un mecanismo de fijación de precios trimestral y en un fondo de estabilización (FE) al que se derivan las diferencias entre las compras al precio estacional (que realizan los distribuidores) y las ventas al precio *spot* (que hacen los generadores), dicho fondo sirve como sistema de compensación transfiriendo recursos de un trimestre a otro para reparar las diferencias obtenidas en uno u otro sentido.

Determinación del precio estacional: Como el precio de mercado varía hora a hora es necesario establecer un precio estabilizado para realizar la vinculación de la tarifa del usuario final y el costo del mercado mayorista. Dicho precio lo establece (ex-ante) CAMMESA¹³ por medio de la programación estacional y está directamente relacionado con los promedios semestrales proyectados del mercado spot. Es decir, se define un precio estabilizado de la energía (diferenciado en tres tramos horarios)¹⁴ para el trimestre en función de lo que se espera que cueste la energía, sobre la base del precio spot pasado (Pedraza, 2012).

Este precio estacional, constante por trimestres es el que deberán pagar los distribuidores por la diferencia entre la energía o potencia demandada realmente al sistema y la contratada en el mercado

¹³ El precio estacional de la energía y potencia es calculado por CAMMESA teniendo en cuenta los costos previstos de generación y de disponibilidad de equipamiento en cada programación estacional, y aprobado por la Secretaría de Energía mediante resolución.

¹⁴ CAMMESA divide las 24 horas del día en tres períodos llamados valle, punta y horas restantes. Las horas de valle van de 23 a 5, las horas de resto de 5 a 18 y las horas de punta van de 18 a 23 (se registra el mayor consumo diario).

a término y sirve como base para la determinación de la tarifa que las empresas distribuidoras impongan a los usuarios finales.

Se considera en cada año dos períodos de seis meses (Período Estacional), dividido cada uno de ellos en dos subperíodos de tres meses (Período Trimestral).

3.3.2 Nuevos mecanismos de precios. Situación posterior al año 2002

Como ya se mencionó, a partir de la sanción de la Ley N° 25561 de Emergencia Pública en 2002, la Secretaria de Energía anunció una serie de medidas que buscaron evitar en lo inmediato un fuerte incremento del precio de la energía. Muchas de “carácter transitorio” perduraron a lo largo de los años modificando los mecanismos de precios establecidos en el marco regulatorio.

Declarada la emergencia, las autoridades energéticas han cambiado el sistema marginal de precios de corto plazo por uno de precios administrados. Adecuaron la operación, el despacho de cargas y el cálculo de precios al nuevo contexto macroeconómico. Se pesificaron los precios de la potencia, de la energía y de los diferentes costos variables de producción (CVP), adelantándose la frecuencia de su declaración a un periodo más breve de manera de reflejar la volatilidad del dólar. Se autorizó la operatoria de un mercado spot anticipado, para lograr un precio estabilizado que fuera considerado en la determinación de la programación estacional (Cerutti, 2006).

Pero en el año 2003, se modificó la sanción del precio spot en el MEM. A partir de la Resolución N° 240/03¹⁵, se determinó en base al Costo Variable de Producción con gas natural de las unidades generadoras disponibles, aunque las mismas no estén generando con dicho combustible (exceptuadas las hidroeléctricas y la importación a precio spot). El costo adicional por el consumo de combustibles líquidos se trasladó por fuera del precio de mercado sancionado, como sobre costo transitorio de despacho. A los generadores que declaren su costo variable de producción (CVP) por debajo de ese precio se les paga el spot sancionado y a los que declaren por encima se les reconoce ese CVP, pero pagando dicho sobre costo de un fondo financiado por todos los agentes del mercado (Stábile, 2011). Además en dicha resolución se instruyó que antes de aplicar restricciones en la demanda, CAMMESA operaría despachando primero la generación disponible cualquiera resulte su costo. Se estableció un precio “Spot” máximo de ciento veinte pesos por megavatio hora (120 \$/MWh). Además de modificarse sustancialmente el funcionamiento del mercado basado en el concepto marginalista, al establecer un precio spot máximo, se adoptaron otras medidas que

¹⁵Resolución de la Secretaria de Energía 240/03. Publicada en el Boletín Oficial el 19/08/03

salieron del esquema del despacho de carga a costo mínimo, como por ejemplo priorizar la generación térmica sobre la hidráulica.

La particularidad fue que no sólo se introdujo un precio máximo, sino que la medida se extendió en el tiempo. El precio spot máximo se modificó recién en el año 2017 mediante la Resolución N°20-E/2017 (con fecha 27/01/17), al valor de \$240. Nuevamente se modificó en 2018 mediante la Disposición N° 97/2018 (con fecha 24/10/2018), al valor de \$480. Por último, en 2019 por Disposición N° 38/2019 (con fecha 22/10/19) a \$720.

En cuanto a la distribución, la falta de adecuación de los precios estacionales que reflejasen los mayores costos de generación, dio lugar a procesos de revisiones parciales de tipo selectivo, aislando principalmente a los usuarios residenciales de la variación real de los costos del sistema. En 2004, si bien se reconoció necesario revertir esta situación se moderó el impacto postergando el incremento tarifario para aquellos consumos que, por la situación económica- social del país, no estaban en condiciones de afrontarlo (Resolución SE N°93/04). Se incrementó tres veces el precio estacional (el cual hasta ese momento había sido único para todos los clientes), sancionando y trasladando a tarifa final distintos precios para cada categoría tarifaria, pero sin efectuar cambios en la categoría residencial (Stábile, 2011).

En los años posteriores al 2004, a través de diferentes resoluciones, la Secretaria de Energía fue desagregando aun más los precios estacionales a aplicar, buscando que los distintos tipos de consumidores afronten el costo de su abastecimiento de energía eléctrica de acuerdo a su real capacidad de pago. Sin embargo, el virtual alejamiento entre el precio spot y el estacional, provocó un déficit constante y creciente del fondo de estabilización, que fue cubierto por aportes del Estado. Según Stábile (2011, pp. 28), “estos aportes cuyo destino original era amortiguar diferencias temporales entre el spot y el estacional constituyeron los consabidos subsidios del Estado al precio de la electricidad”.

A fines del año 2015, con la asunción de un nuevo gobierno (Presidencia de Macri), se reconoció la emergencia por la que atravesaba el sector y se tendió a la normalización de los precios mayoristas de la energía eléctrica y a la consecuente reducción gradual de los subsidios del Estado para alcanzar el costo medio de generación en el MEM. En este esquema, se definió un mecanismo de formación del precio estabilizado sin subsidio y un volumen subsidiado progresivamente decreciente a lo largo del tiempo. Estos precios, se calcularon anualmente y se revisaron

semestralmente. Además, se incorporó la figura de usuario con tarifa social (incluye a todos aquellos en condiciones de vulnerabilidad de consumos pequeños), el cual tiene una bonificación en su consumo de electricidad. Aunque en septiembre de 2018 mediante la Resolución 122/18 se dispuso la eliminación del Régimen de Tarifa Social, el cual comenzó a regir a partir de 1 de enero del año 2019. En dicha resolución el Estado nacional deja de subsidiar la tarifa social eléctrica, la cual quedó a cargo de las provincias y de la Ciudad de Buenos Aires, definiendo cada uno los mecanismos para su establecimiento¹⁶.

En cuanto a los contratos en el MEM, al mercado a término, en 2006, se estableció que la energía eléctrica comercializada en el Mercado Spot tendría como destino abastecer, en primer lugar, las demandas de los usuarios de las distribuidoras que no tienen capacidad de contratación y luego los suministros de las demandas de hasta 300 Kw de potencia contratada que no contaban con el respaldo de contratos en dicho mercado. Como aclara Stábile (2011, pp. 30) “Todo usuario con demanda de potencia superior a 300 Kw debía gestionar la contratación del excedente respecto a su demanda del año 2005 ya sea en forma independiente (por ejemplo con grupos electrógenos) o a través del Servicio de Energía Plus¹⁷, a precios disímiles a los del mercado spot”.

En otras palabras, este programa tenía la finalidad de respaldar los incrementos de demanda de los agentes con consumos mayores o iguales a 300 Kw de potencia, por sobre lo efectivamente demandado en el año 2005, con nueva generación que se esperaba ingrese al MEM. Se impuso cargos punitivos a quien no cubriera esa demanda a través de un contrato, lo que solo podía efectuarse con generadores habilitados a tal efecto. Para ello, las partes celebraban contratos que involucraban la potencia adicional acordada a un precio monómico compuesto por los costos asociados y un margen de utilidad.

En el 2007, mediante la Resolución 220/07, CAMMESA pasó a ser la parte compradora en representación del MEM en los contratos de abastecimiento. Lo cual se aparta de la propia definición de contrato en el mercado a término, en relación a las partes que lo celebran y a la libertad contractual. Pero ésta disposición se entiende de acuerdo al nuevo rol que se le adjudicó a

¹⁶ <https://econojournal.com.ar/2019/01/el-gobierno-oficializo-la-eliminacion-de-la-tarifa-social-electrica-como-subsidio-nacional/>

¹⁷ Resolución SE N° 1281/06, conceptualmente divide la oferta y la demanda en posterior y anterior a una fecha indicada en la norma: año 2005 (dividiéndose así la transacción económica resultante entre las partes). Establece prioridades para el abastecimiento, ya que otorga respaldo a la demanda sin contrato y pretende que la demanda mayor a 300 kw a través de contratos financie nueva instalación de oferta que atienda toda demanda incremental a la que se toma como base (año 2005).

CAMMESA toda vez que situaciones de desabastecimiento pudieran afectar la seguridad y calidad del servicio. La transitoriedad que se requería para esas situaciones excepcionales y permitían la intervención del organismo encargado del despacho, solo profundizó su actuación en el MEM (Pedraza, 2012).

En ese sentido, en el año 2013, se introdujo otra importante modificación. Mediante la Resolución SE 95/13, CAMMESA pasó a centralizar la comercialización de energía para los grandes usuarios, pasando los generadores a depender directamente del mismo. Bajo esta norma, la Secretaría de Energía determinaba cuánto cobra cada generador en función del tamaño de su central, la tecnología instalada y el combustible utilizado para producir electricidad. Además, CAMMESA canaliza la compra de combustibles que demandan las centrales eléctricas, siendo proveedora exclusiva para tal fin la empresa estatal YPF. De esta forma, se suspendieron nuevos contratos en el mercado a término y aquellos firmados bajo el programa de Energía Plus no podían ser renovados una vez finalizados (Guzowski, 2015). El organismo encargado del despacho pasó así a administrar y manejar en bloque la energía de los grandes usuarios y la compra de combustibles para la generación térmica, aunque esto se intentó modificar en el año 2018, cuando nuevamente se habilitó al agente a procurarse el abastecimiento de combustible propio para su generación; quedó igualmente suspendido con la sanción en diciembre de 2019 de la Ley N° 27541 de solidaridad social y se volvió a la resolución anterior.

3.4 Desempeño en el mercado eléctrico mayorista

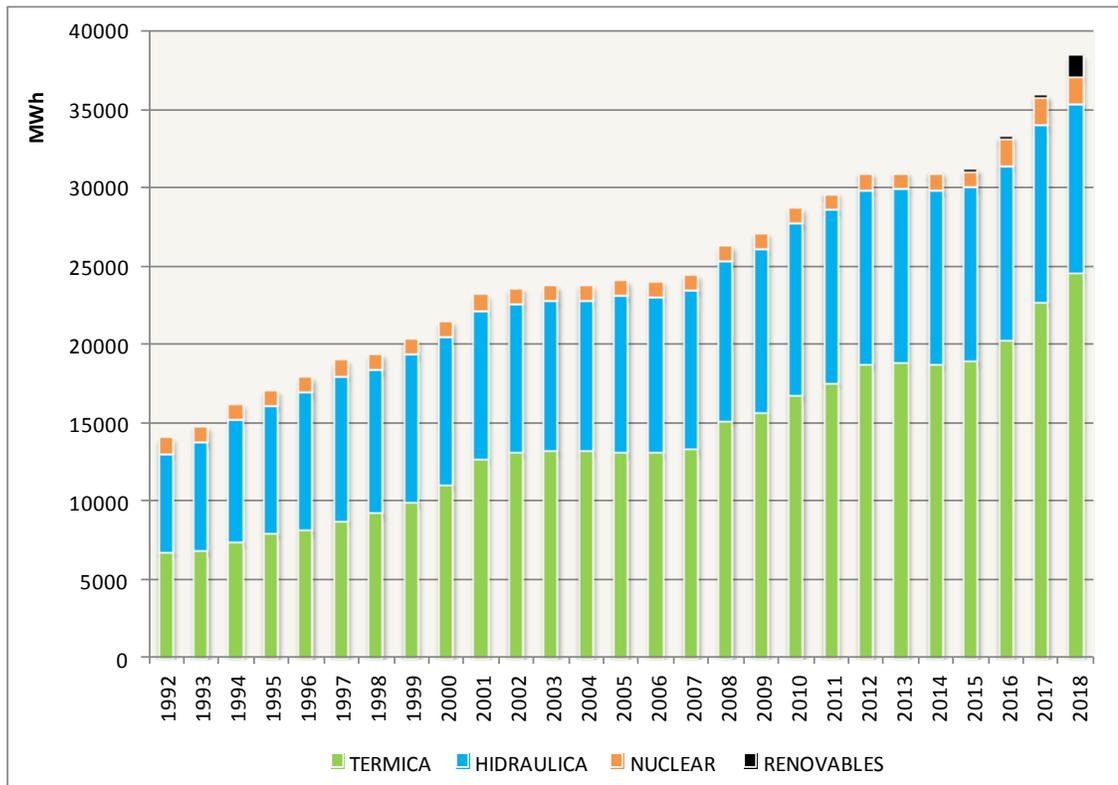
Básicamente se contempla el seguimiento temporal de ciertas variables, a fin de sintetizar los resultados sobre el mercado. Se examinarán cuestiones vinculadas con el comportamiento del mercado mayorista, las decisiones de inversión en generación y el uso de los recursos energéticos, la expansión del transporte, el comportamiento de la demanda y del precio de la energía a nivel mayorista.

La información se expone principalmente en forma de gráficos acompañados de una ligera explicación. Las principales comparativas se realizarán entre los períodos 1992-2001 por un lado y 2002-2018 por el otro. Así se tendrán en cuenta las diferencias de coyuntura macroeconómica entre la primera década de efectuada la Reforma y la posterior (post-convertibilidad).

3.4.1 Evolución del sector generación

El abastecimiento de la demanda de energía eléctrica en el MEM se realiza con generación proveniente de usinas hidroeléctricas, térmicas, nucleares y fuentes renovables. El Gráfico 1 muestra la evolución de la capacidad instalada de generación de acuerdo a la diferenciación anterior.

Gráfico 1. Evolución de la capacidad instalada del MEM



Nota: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA.

A partir de la creación del mercado eléctrico, puede observarse el fuerte crecimiento en las inversiones que se traduce en mayor disponibilidad y modernización del parque térmico, con inversiones en tecnología más avanzada en equipos de generación térmica. Prácticamente toda la expansión del parque generador fue en base a centrales térmicas, en su mayoría del tipo Ciclo Combinado a gas natural. En el año 1996, este tipo de generación representaba el 8% del total de energía producida en el mercado y en el año 2002 subió al 26%.

Como menciona Kozulj (2015, pp. 23) “Esta modalidad de generación tiene la ventaja de requerir un menor costo de capital por Kw instalado de potencia, la rapidez de su instalación y, además, la generación de negocios integrados entre el mercado eléctrico y el de gas natural creando en ambos casos posibilidades de un rápido retorno de las inversiones con muy bajo riesgo”. Siguiendo a Pistonesi (2000, pp. 39), en un primer momento “la competitividad relativa de los generadores térmicos provenía de la ventaja con que podían celebrar contratos de provisión de gas natural”. Hecho que motivó a que muchas empresas petroleras intervinieran en el sector y contribuyeran a la ampliación de la capacidad de generación eléctrica. Fue la disponibilidad de gas natural relativamente abundante y económico frente a sus combustibles sustitutos lo que explicó las inversiones en la nueva capacidad instalada que se dio durante los años '90, lo cual fundamenta el hecho que se volviera un insumo esencial para la generación eléctrica.

Sin embargo, esa tendencia presenta problemas entrado el nuevo milenio. La falta de expansión del parque generador durante el periodo 2002-2007, responde a la crisis que atravesó el país en aquel período. La devaluación de la moneda, la pesificación de los precios de los energéticos y el congelamiento en moneda local de las tarifas de gas y electricidad, frenaron el ritmo de inversiones y la oferta de los mismos. A partir del año 2004, esa rigidez se contrapuso a una demanda interna que se perfiló creciente por el impacto del nuevo escenario internacional sobre el desempeño de la economía nacional (Kozulj, 2015).

Puntualmente, en 2004 la producción de gas en las cuencas argentinas comenzó a decaer, perjudicando la atención de la demanda creciente en los años sucesivos. El gobierno limitó la exportación de gas a los países limítrofes pero su oferta insuficiente impulsó la utilización de combustibles de uso alternativo: fuel oil, gas oil y carbón mineral que fue evidente a partir del año 2007. En su mayoría dichos combustibles debieron importarse. Al ser bienes comercializados internacionalmente su precio esta correlacionado con el valor internacional del petróleo, el cual presentó una significativa volatilidad en el periodo considerado (Pedraza, 2012). El precio del petróleo rondaba los USD 25 por barril en septiembre 2003 ascendió hasta alcanzar un precio máximo en julio de 2008 de USD 146, para bajar a menos de USD 40 a principios de 2009, iniciando una lenta y paulatina recuperación hasta llegar a más de USD 100 por barril en el 2014 y nuevamente descender en el 2015. (Arroyo Peláez y Cossio Muñoz, 2015).

Sin embargo, tal como señala Kozulj (2015, pp. 23) “la tendencia a instalar equipos térmicos no se revirtió totalmente entre 2003 y 2015”. En los últimos años el gas y sus sustitutos explican casi la

totalidad de la energía producida. Esta composición es muy diferente a los años ‘90 donde se utilizaban para sostener el sistema en los períodos invernales cuando el gas era utilizado prioritariamente para atender la demanda residencial. A partir del 2007, las restricciones de gas hicieron que los requerimientos de combustibles alternativos crecieran aun en verano. (Pedraza, 2012). Entonces, el Estado adoptó diferentes medidas para procurar el abastecimiento de combustibles: la compra de fuel oil a Venezuela (desde 2004), importación de gas natural desde Bolivia, la firma de acuerdos de precios con los productores de gas para permitir realizar inversiones a futuro ante el marco de escasez, la compra de fuel oil y gasoil para los generadores directamente por CAMMESA, etc. (Stabile, 2011).

Puede observarse en el gráfico 1 que la potencia nominal del MEM en el sector eléctrico prácticamente no creció entre 2002 y 2007. Alasino (2010, pp 20) sostiene que “la expansión de potencia previa al año 2003 basada en el ingreso de nuevos ciclos combinados cubrió el incremento de la demanda registrada en los años inmediatos a la crisis 2001. Sin embargo, ese excedente se agotó en torno del año 2006 y una conjunción de factores en el año 2007 (clima, falta de gas, escasez de agua, salida intempestiva de varias turbinas de centrales eléctricas) obligó a restricciones y cortes de servicio e importaciones (...) En números, la potencia instalada del sistema eléctrico a diciembre de 2007 (24.407 MW) superaba a la de 2002 (23.616 MW) en sólo 791 MW, y el margen de reserva para cada uno de esos años también era acotado”.

Esta situación casi al límite, redundó en un mayor activismo y compromiso público respecto de las necesidades del sector. La mayor actividad regulatoria a partir del año 2002 estuvo destinada a mantener operativo al sector de Generación y en definitiva a abastecer la demanda. Los grandes lineamientos fueron incorporados en el Plan Energético 2004-2015¹⁸ donde se detallaban las obras y programas que entrarían en curso en el sector, destacándose inversiones públicas, mixtas y privadas. Para ello, en el año 2004, la Secretaría de Energía dispuso la creación de un Fondo para inversiones necesarias que permitan incrementar la oferta de energía eléctrica en el mercado eléctrico mayorista

¹⁸ Dicho plan fue puesto en marcha en el año 2004 por la presidencia de Néstor Kirchner. Interventaba en todo el área energética contemplando la ampliación de gasoductos, la terminación de obras estratégicas como Yacretá y Atucha II, la construcción de centrales termoeléctricas e hidroeléctricas, líneas de transporte eléctrico, obras de transformación y de distribución eléctrica, fomento de las energías renovables y de los biocombustibles, así como también la exploración y el desarrollo de los recursos hidrocarbúricos convencionales y no convencionales (OETEC, 2015).

(FONINVEMEM)¹⁹, para servir de vehículo en el financiamiento de obras. El responsable de su administración fue CAMMESA quien convocó a los generadores para que invirtieran parte de sus ingresos que, en verdad, eran acreencias impagas que éste tenía con los mismos. Esas acreencias se originaron porque el Fondo de estabilización comenzaba a ser negativo por la diferencias entre el precio spot y el estacional luego de los cambios introducidos en la determinación del precio de la energía por la Res 240/03. La Secretaria decidió remunerar a los generadores sólo su costo variable de producción declarado y por los pagos de potencia, los márgenes variables no pagados representaron un crédito de los generadores para con el MEM (Stábile, 2011).

Mediante el FONINVEMEM se construyeron dos centrales de Ciclos Combinados que entraron en función en el año 2010. Stábile (2011, pp. 28) sostiene que “dicho fondo se constituyó con un cargo específico que pagó la demanda no residencial de todo el país (...) y hacia fines de 2010 se estableció un esquema similar para las acreencias del período 2008-2011, pero no en forma conjunta sino a través de acuerdos con cada generador”. A su vez, en el año 2006 se lanzó el Programa Energía Plus, que pretendía la incorporación de nueva generación con el objeto de satisfacer la demanda industrial e incentivar la autogeneración y cogeneración de energía, garantizando la compra de electricidad a suministrar a un precio por encima del “spot” máximo sancionado. Otro esquema de incentivo de inversión fue el programa de “Generación Distribuida”, sancionado mediante Res. SE 220/2007, que permitió el cierre de contratos de abastecimiento de energía entre el MEM (representado por CAMMESA) y compañías que ofrecían nuevas ofertas energéticas al sistema mediante nuevos proyectos (Pedraza, 2012).

Podemos decir entonces que desde el año 2004, el desarrollo de la capacidad instalada tuvo lugar con una mayor intervención del Estado. La recuperación de la economía impuso la necesidad de volver a expandir la oferta, dándose un programa de inversión pública articulando el sector privado. Entre las inversiones más relevantes, se encuentran la Central Hidroeléctrica Binacional Yacyretá (finalización de obras que se habían estancado por falta de financiación), la Central Nuclear Atucha II (reactivación del plan nuclear), dos centrales térmicas construidas mediante el FONINVEMEM, a las que se agregaron las unidades de generación distribuida y generación móvil provistas por

¹⁹ Resolución SE N° 712/2004. El FONINVEMEM se crea como respuesta al informe de riesgos de CAMMESA para ese año, donde alertaba sobre la necesidad de impulsar inversiones en el sector de generación.

ENARSA²⁰, destinado a entregar potencia al sistema interconectado de forma rápida e inmediata utilizando grupos generadores transportables de baja potencia que operan con combustible líquido o gas como alternativa hasta que entren en funcionamiento otras centrales, sobre todo, en zonas del interior del país (OETEC, 2015).

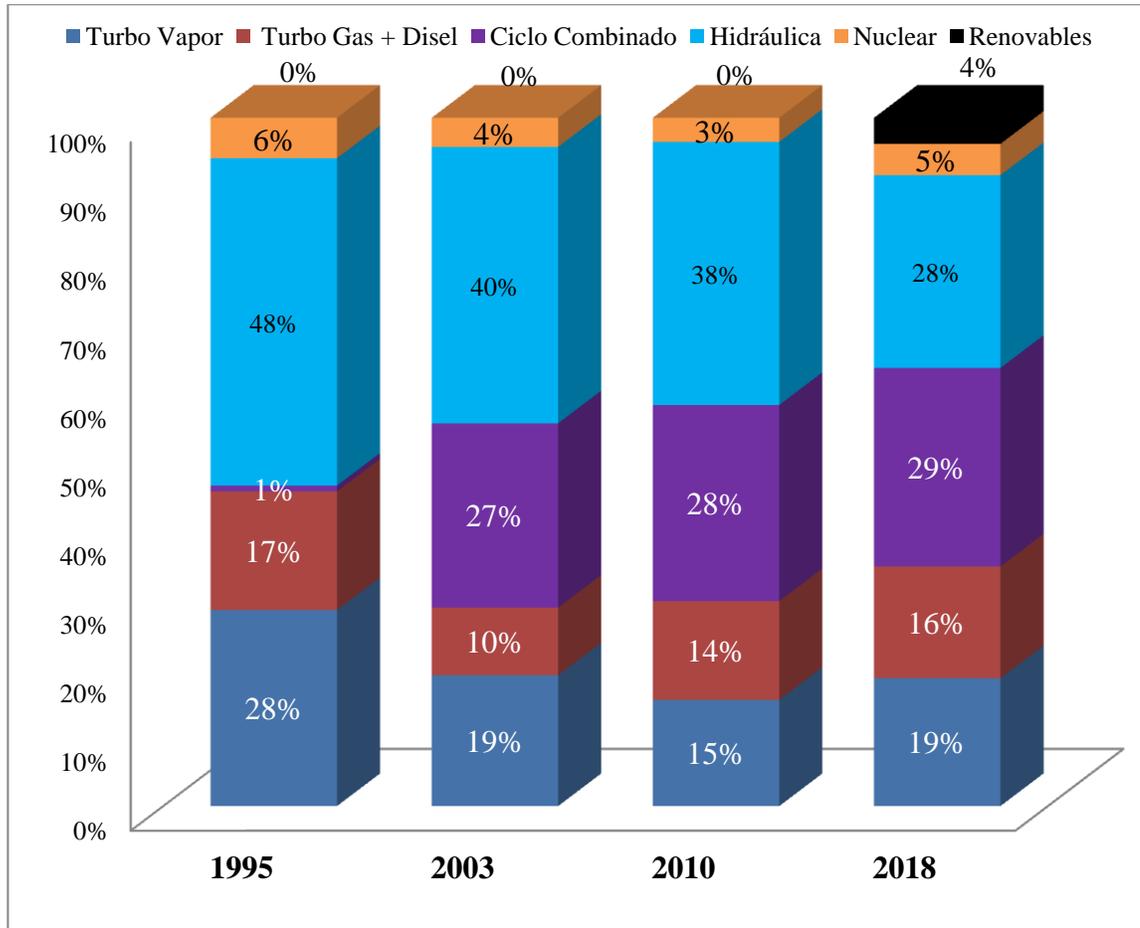
En su gran mayoría, este tipo de inversiones estuvo dirigido a resolver cuellos de botella y problemáticas puntuales, se centraron en generación térmica, instalación y cierres de ciclos combinados, turbinas de gas y motores diesel. Pero a pesar de ello, la conjunción de la inversión pública y el aporte privado permitieron movilizar inversiones y aliviar la capacidad de reserva del sistema.

3.4.1 a) Evolución de la generación por tipo de tecnología.

El gráfico 2 muestra la participación de la generación por tipo de tecnología, desagregada la térmica por tipo de central: ciclo combinado, turbo vapor, turbo gas y diesel, para los años 1995, 2003, 2010, 2018.

De acuerdo a CAMMESA (2018a), para el año 2018 puede observarse, que tanto los requerimientos internos como los compromisos externos de energía eléctrica fueron cubiertos en su mayoría por generación térmica e hidroeléctrica, y la oferta total en el MEM superó los 137.000 GWh, ambas (juntas) aportaron el 90% del total generado. El mayor aporte surge de la generación térmica la cual representa casi el 64% del total generado. En 1995 su participación era del 46%, en el 2003 del 56%, en el 2010 del 57% y no se visualiza que esa tendencia se torne decreciente en el futuro inmediato. Dentro de la generación térmica, la tecnología dominante es la de ciclo combinado. La más eficiente desde el punto de vista operativo. Aunque las máquinas turbo gas y motor diésel han ganado participación luego de la crisis de abastecimiento del gas (Kozulj, 2015). En el 2003 se contaba con una potencia instalada de 2916 MW en máquinas turbo gas y en el 2018 llegaba a 4451 MW. Los datos son más contundente para los motores diésel, ya que en el 2003 la potencia instalada sólo era de 4 MW y en 2018 ascendió a los 1800 MW.

²⁰ Energía Argentina Sociedad Anónima (ENARSA) fue creada el 29 de Diciembre del año 2004, por la Ley Nacional 25.94. La integraban el Estado Nacional, las provincias e inversores privados. Su objeto era la actividad en toda el área energética tanto en el mercado de los hidrocarburos y sus derivados como en el de energía eléctrica. En este último, el programa de energía distribuida implicó la instalación de alrededor de 27 centrales en ciudades de 13 provincias por más 800 MW (Pedraza, 2012). En 2018 se fusiona con la empresa binacional EBISA dando origen a IEASA (Integración Energética Argentina) (Bravo, 2018).

Gráfico 2. Participación de la generación eléctrica por tipo de tecnología

Nota: Elaboración propia en base a datos CAMMESA

La energía hidráulica ha perdido participación desde la creación del MEM, en el 2018 representaba el 28% de la electricidad generada. Lo paradójico es que existe un gran potencial hídrico que permitirá aumentar la utilización de este tipo de energía (Bravo, 2018). No hay que olvidar, que por las características propias de estas centrales, en cuanto a la posibilidad de contener el agua en los embalses son las principales fuentes de reserva para el sistema. Nuestro país cuenta con un total de 31 represas, entre las que se destacan las binacionales Yacyereta (3200 MW) y Salto Grande (1890 MW), y las centrales de Piedra del Águila (1400 MW) y El Chocón (1200) en la provincia de Neuquén, región Comahue²¹.

²¹ Consulta Educ.ar, [http://energiademipais.educ.ar/energía hidráulica](http://energiademipais.educ.ar/energía%20hidráulica).

La energía nuclear no presentó ninguna variación por mucho tiempo hasta el 2015 con la entrada en operación de Atucha II, cuya construcción estaba detenida desde el año 1994. Su reiniciación tuvo múltiples dificultades contractuales y medioambientales pero logró incrementar la capacidad en 745 MW llevando a la generación nuclear a los 1755 MW de potencia instalada (Bravo, 2018). Las energías renovables tienen una escasa incidencia en el país, a diferencia de lo que sucede a nivel mundial y a pesar que se ha promocionado su instalación mediante diferentes programas, estableciendo objetivos que no han dado el resultado esperado. A partir de diciembre de 2016, en línea con la Ley de Energías Renovables N° 27.191 del 2015, las hidráulicas menores a 50 MW se clasifican como renovables. Esta reclasificación, sumada a la consecución de varios parques eólicos, produjo que este tipo de fuente alcance a representar el 4% de la potencia total instalada en el año 2018 (Bravo, 2018).

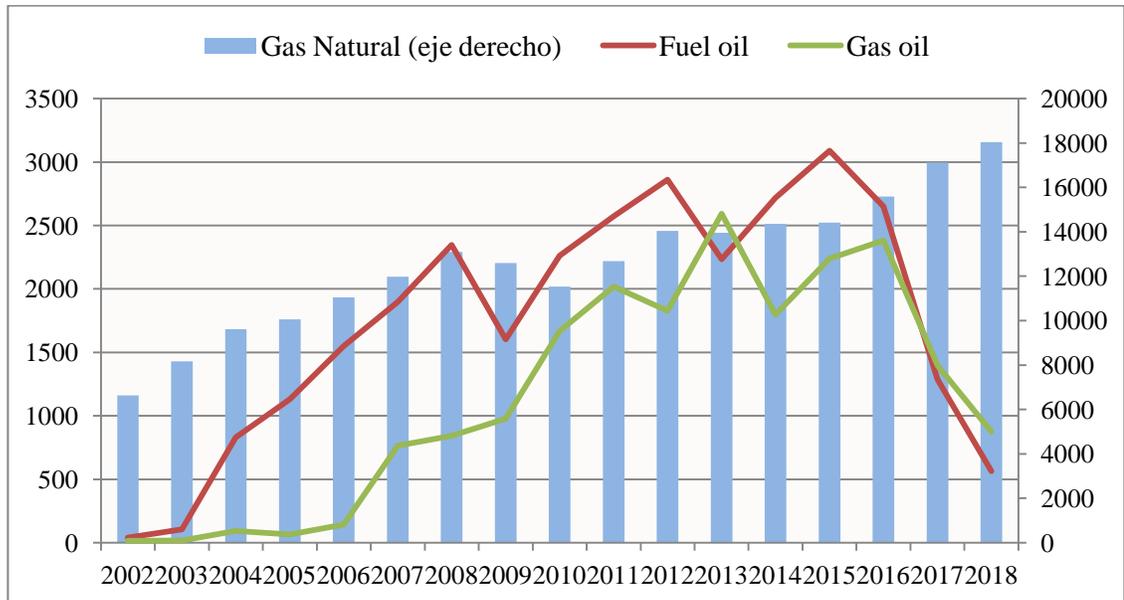
Como se desprende de CAMESA (2018a) el intercambio con países limítrofes no ha representado grandes variaciones. Por lo general las exportaciones, y sobre todo en los últimos años, se dan bajo un marco de convenios establecidos o excedentes de generación. En tanto, las importaciones son requeridas para una operación ajustada y para mejorar el perfil de reservas, a excepción de ciertos períodos donde el intercambio ha sido importante. En los años 2000-2001 se exportó gran cantidad de energía eléctrica, fundamentalmente por reducción en la demanda eléctrica interna, lo cual ocasionó mayores excedentes. En el período 2007-2011 se importó energía para cubrir las faltantes e indisponibilidad del parque térmico (es decir, generadores térmicos que estuvieron fuera de servicio, por reparación programada, avería o falla). El pico de demanda de importación se dio en el año 2007 con una energía comprada de 3.459 GWh.

En conclusión, la matriz de generación eléctrica Argentina se fue concentrando año tras año en fuentes de generación térmica. El plazo de instalación de este tipo de centrales es mucho menor al de otras centrales como las hidroeléctricas o las nucleares, pero además requieren de un menor costo por Kw instalado. Lo que permite atender a una demanda creciente en el corto plazo. Además, la falta de certidumbre en lo que respecta a los mecanismos de formación de precios, en un contexto más regulado a partir del año 2002, provocó que predominen las fuentes con menor requerimiento inicial de capital, y por lo tanto menor riesgo.

3.4.1 b) Consumo de combustibles

El gráfico 3 muestra la evolución desde el 2002 del consumo de combustibles utilizados en el parque para generación térmica: gas natural (GN), fuel oil (FO) y gas oil (GO).

Gráfico 3. Consumo de combustibles para generación eléctrica



Nota: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA. Gas Natural (millones de m3), Fuel oil (miles ton), Gas oil (miles m3).

El predominio de la generación térmica, hizo que el consumo de combustibles fósiles haya aumentado año tras año. Para el año 2018, el consumo de gas natural que tiene como destino las centrales eléctricas representa el 38% del total de su demanda²². Por ende, la utilización de este hidrocarburo sigue siendo importante dentro de la matriz de generación eléctrica, aunque, después del año 2004, las limitaciones en el suministro de gas local a las centrales obligaron a utilizar combustibles líquidos, como gas oil, fuel oil y carbón.

Como ya se mencionó, la falta de expansión del parque generador entre 2002 y 2007, tuvo como contrapartida la mayor participación de la generación de bajo rendimiento en máquinas turbo gas y moto generadores. Estos no eran significativos durante la década del '90 ya que se usaban para sostener la operación del sistema principalmente en invierno cuando el gas natural se disponía para

²² Dato consultado en IAPG (Instituto Argentino de Petróleo y Gas)

atender la demanda residencial. Los faltantes en la producción local de gas, requirieron el uso de combustibles alternativos en cualquier época del año a partir del 2007. En los primeros años, estos hidrocarburos debieron importarse ya que su producción local tampoco alcanzaba a cubrir su demanda. También se recurrió a la compra de gas foráneo, reanudándose la compra de gas natural de Bolivia (en el 2006 se firmó un contrato de suministro con dicho país vigente hoy en día) y se instaló una unidad de regasificación GNL primero en Bahía Blanca (operativo desde 2008 a 2018) y luego en Escobar (desde 2011). Por otro lado, ante la escasez de gas CAMMESA intervino directamente en el mercado de combustibles para el sector eléctrico, re direccionando volúmenes de gas y realizando gestiones de compra, stock y reparto de combustibles líquidos (Pedraza, 2012).

Hay que tener en cuenta que los precios de estos combustibles (considerados *commodities*), se correlacionan con el precio internacional del petróleo²³ el cual tuvo un comportamiento volátil, durante el período considerado, sumado a la volatilidad propia del tipo de cambio local luego de la crisis. Además, como ya se señaló la fijación del costo de la energía eléctrica a partir de 2003 supone que toda la generación despachada tiene libre abastecimiento de gas natural, lo cual ha conducido a la necesidad de incurrir en mayores costos variables para reconocer el costo de combustibles importados (Kozulj, 2015).

Fue el Estado quien absorbió los mayores costos de los productos energéticos que fue necesario importar (fuel oil, gas oil y gas natural) para afrontar el crecimiento de la demanda interna y sostener la operatividad del sector (ASAP-IAE, 2015). Pero, las importaciones de gas natural como el incremento en el consumo de sus sustitutos impactaron en el costo del sistema, repercutiendo sobre la balanza comercial exterior, con la desventaja de que los sustitutos no solo son relativamente más caros, sino que conllevan el uso de máquinas menos eficientes (turbo gas y motores diesel).

Actualmente, el gas natural es el combustible más utilizado en el MEM y es el combustible de menor costo en comparación con los otros, pero el precio de todos se encuentra referenciados en dólares sujetos a condiciones de mercado externo o local. Esta necesidad de combustible termina impactando en el costo total del sistema, más precisamente en los costos de generación (Bravo, 2018).

²³ Los combustibles líquidos (fuel oil, gas oil) responden a la evolución del precio del petróleo, el gas natural también cuando es importado (compras desde Bolivia, o buques regasificadores), sino se referencia según lo que acuerda la Secretaría de Energía y los productores. El carbón desde 2007 se referencia con el precio del fuel oil (según Res 76/07) (Pedraza, 2012).

3.4.2 Inversiones en el sector de transporte.

El transporte vincula la generación de energía eléctrica y la demanda para consumo. Según el marco regulatorio vigente desde 1992, la remuneración que percibe el transportista retribuye (en dólares) la operación y el mantenimiento de las instalaciones del sistema que se le ha concesionado con una revisión quinquenal por medio de audiencias públicas de forma de garantizarle una rentabilidad acorde. La decisión para ampliar la red y su costo de construcción es soportada por los usuarios del sistema que se benefician con la misma. Es decir, generadores, distribuidores y grandes usuarios y, en algunos casos particulares, las provincias o cualquier entidad pública o privada que demuestre tener intereses legítimos. Una vez presentada la propuesta y superada la auditoria técnica, todos los beneficiarios eléctricos deben aprobarla en audiencia pública llevada a cabo por el ENRE, para finalmente licitarse la construcción de la obra bajo diferentes modalidades (ENRE, 2018).

Sin embargo, en la práctica éste mecanismo resultó ser muy poco operativo. Tal como señala Gerchunoff , Greco y Bondorevsky (2003, pp. 35), “el funcionamiento de la red como insumo público de acceso abierto implica que pueden aparecer problemas de revelación de preferencias y de oportunismo al momento de invertir. Por ejemplo, una empresa transportista puede no revelar su verdadero precio de reserva para la ampliación de la capacidad de transporte si espera que esa capacidad esté disponible como consecuencia de los planes de inversión de otras empresas”. En el mismo sentido, Alasino (2010, pp. 35) sostiene que “El ENRE en un informe de 1999, señalaba que el funcionamiento del sistema no respondió exactamente a las previsiones y se reveló complejo “...a la hora de ejecutar obras de cierta magnitud, con largos períodos de vida útil y que deben atender a incrementos de la demanda en el tiempo”, generándose consenso respecto de la necesidad de revisarlos y disponiéndose un censo sobre obras de ampliación e inversiones en el sistema de transporte realizadas a partir de 1994”²⁴.

Analizando el sistema físico y de acuerdo a los datos publicados por CAMMESA en sus diferentes informes anuales, Argentina varió la extensión de sus líneas, yendo de un total de 17.331 km en 1993, entre líneas de Extra Alta Tensión y líneas de Distribución Troncal, a los actuales 34.919 km, en 2018. El incremento fue notable considerando la extensión de nuestro país y la diversidad (relieve, clima) entre las distintas regiones del mismo. De todas formas, el mayor crecimiento se dio después del año 2004, con un fuerte protagonismo estatal y la concreción de obras incluidas en el

²⁴ Este censo continúa realizándose todos los años, permitiendo seguir la evolución de las inversiones en el sector de transporte

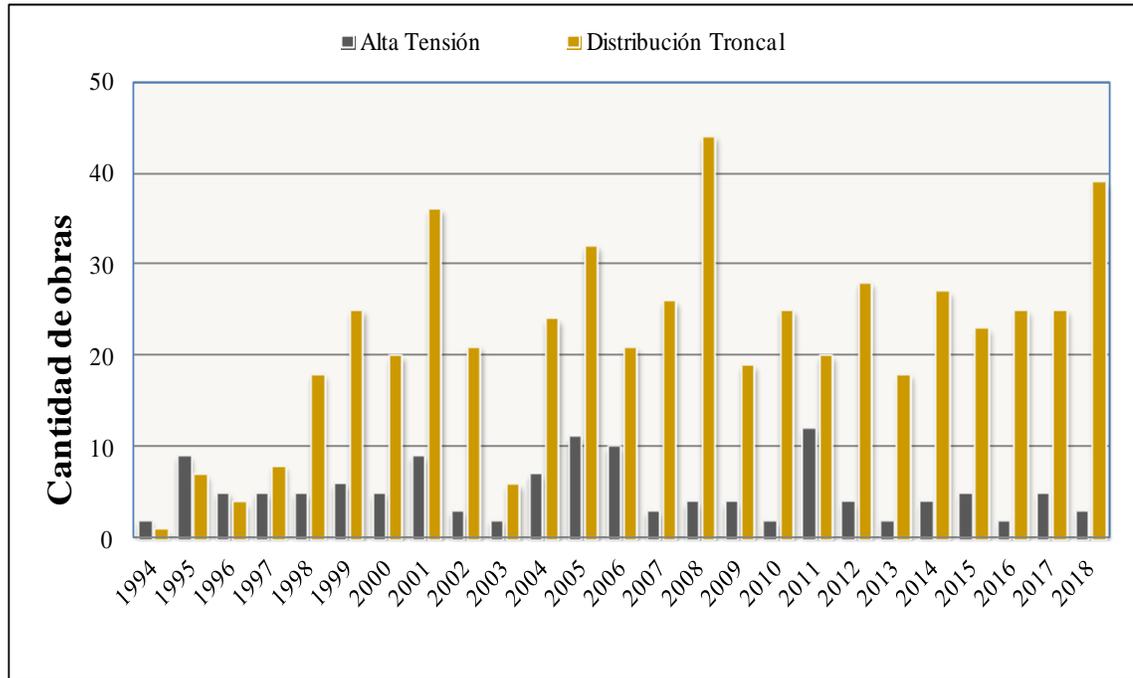
Plan Federal de Transporte I. Es ejemplo de ello, la entrada en servicio en 2006 de la Línea de Alta Tensión en 500 Kv Choele Choel – Puerto Madryn, la primera obra importante después de la salida de la convertibilidad y, a su vez, la primera de las obras del Plan Federal en 500 Kv (ENRE, 2018). Además, esta línea conectó los dos mercados existentes hasta ese momento, Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y Mercado Eléctrico Mayorista Sistema Patagónico (MEMSP), que pasaron así a operar a escala nacional en uno sólo, el MEM.

En tanto, si se tiene en cuenta la capacidad de las estaciones transformadoras de las redes del tendido eléctrico de las transportistas de todo el país, se observa también un mayor incremento después del 2004 a un ritmo constante demostrando la respuesta de cada transportista según la demanda de su región determinada (FUNDELEC, 2011).

En cuanto a la financiación de proyectos, en el año 1999 el Estado Nacional a través del Consejo Federal de la Energía Eléctrica llegó a un acuerdo con todas las provincias para implementar lo que se denominó Plan Federal de Transporte Eléctrico, con el objetivo de lograr la ejecución de obras claves en alta tensión. Para ello, se constituyó el Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal con el fin de ejecutar obras de ampliación del sistema interconectado nacional que no estaban siendo desarrolladas por los agentes del MEM; responsables de las ampliaciones, según el marco regulatorio eléctrico. Luego de la crisis del año 2001 se crearon otros mecanismos para financiar y llevar adelante ampliaciones tanto para la adecuación de sistemas en alta tensión como en la distribución troncal. La secretaría de energía habilitó por resolución N° 1/2003 un procedimiento excepcional para identificar e impulsar ampliaciones en los sistemas de transporte que se agregó a las modalidades existentes (Alasino, 2010).

Las obras de ampliación realizadas a partir de 2003, han modificado la estructura radial de la red a partir de la incorporación de una serie de vínculos que aumentaron la conectividad entre regiones eléctricas y permitieron el ingreso al SADI de provincias que se encontraban poco conectadas, pudiendo contar el sistema con la producción eléctrica de las mismas. La vinculación de regiones como NOA, NEA o la Patagonia, entre las más postergadas, son ejemplo de esto (FUNDELEC, 2011). En el 2010 se lanzó la segunda etapa del Plan Federal de Transporte, reforzando la incorporación de nuevas regiones y los sistemas de subtransmisión (220 kV y 132 kV) como solución a las restricciones en la capacidad de transporte que puedan presentarse.

En el siguiente gráfico 4 se muestra la evolución anual de la cantidad de obras durante el período 1994-2018.

Gráfico 4. Evolución de la cantidad de obras en transmisión

Nota: Elaboración propia en base a datos Informe ENRE 2018.

Según el informe del ENRE (2018), entre 1994 y 2018 se ejecutaron y entraron en operación 671 obras de ampliación, en el ámbito de TRANSENER, se concentró el 19,2% de la cantidad total de obras y el 73,1% del monto total de inversiones en ampliaciones de la capacidad de transporte. Para el mismo período, el 80,8% de las obras se ejecutaron en el ámbito de la distribución troncal y ello se correspondió con el 26,9% del monto total de inversiones en ampliaciones de la capacidad sumando 542 obras.

Es importante destacar que el sistema no sólo ha crecido en términos de distancias o potencias de transformación, sino que se ha mejorado la confiabilidad y seguridad del sistema interconectado. Aun así persisten limitaciones. Si bien, en el período 2004-2015 se han logrado los mayores avances, en extensión de líneas e interconexión de regiones, necesarias e imprescindibles para otorgar robustez al sistema y acompañar el abastecimiento de la demanda, en los últimos 3 años la red de alta tensión no ha variado. La empresa TRANSENER, la única concesionaria, ha mantenido operaciones de mantenimiento y control en las estaciones transformadoras, aumentando la potencia de transformación pero no ha incrementado en un kilómetro la red principal de transporte.

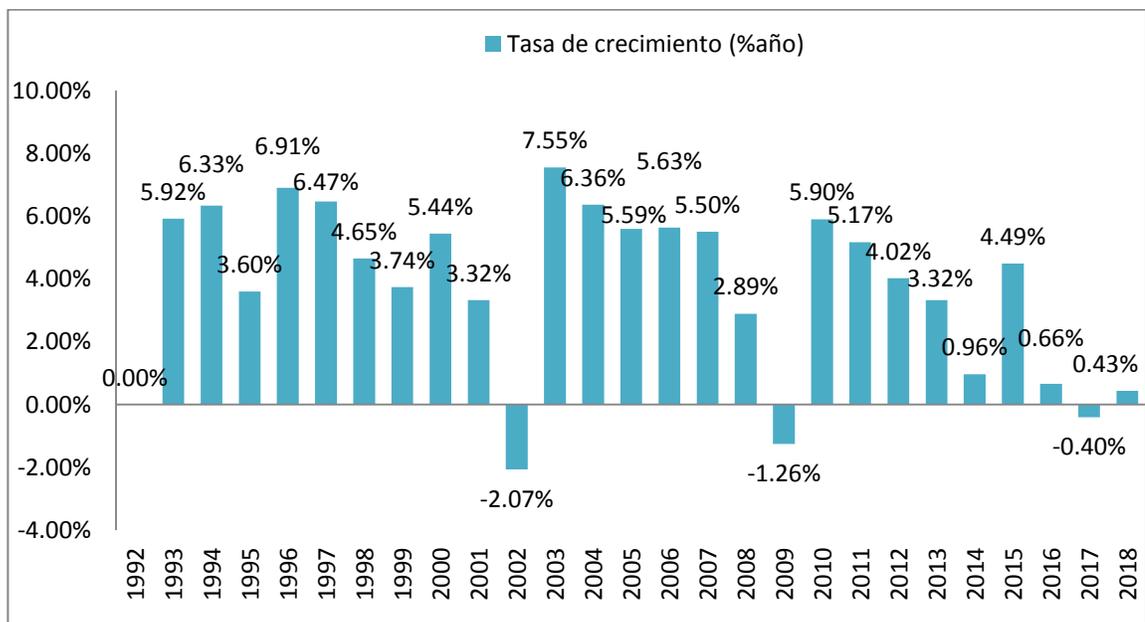
Inversiones en el corto y mediano plazo son necesarias para ubicar la seguridad del sistema a probabilidades mínimas de colapsos acordes con los requerimientos de la demanda. Inversiones en la red “columna vertebral” del sistema, como en las distintas regiones eléctricas con proyectos focalizados para superar las restricciones de operación que se puedan dar y promover así un mejor abastecimiento general, seguro sobre todo.

3.4.3 Evolución de la Demanda de energía eléctrica

Existe un fuerte vínculo entre la demanda eléctrica y el crecimiento económico: la expansión de la economía se relaciona con la demanda de energía (Pedraza, 2012). Dentro de la demanda eléctrica se puede diferenciar el consumo residencial y el consumo industrial y comercial. El primer componente crece a largo plazo, por el crecimiento vegetativo de la población y el aumento de la confortabilidad de los hogares con la utilización cada vez mayor de productos y tecnologías de uso intensivo de energía, mientras que el segundo componente varía a lo largo del ciclo económico.

El consumo eléctrico creció en el país un 167% entre 1992 y 2018 pasando de 49.714 GWh a 133.008 GWh (CMMESA, 2018a). Con un comportamiento diferente a lo largo de todo este período. En el gráfico 5 se muestra la evolución registrada durante el periodo 1992-2018 de la tasa de crecimiento de la demanda del MEM.

Gráfico 5. Evolución de la tasa de crecimiento de la demanda de energía eléctrica



Nota: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA.

Hasta el año 1998, el mayor consumo de electricidad se explica por el nuevo contexto de estabilidad de precios de la década del noventa, el acceso a créditos para el consumo y la apertura económica, que provocó una mayor producción y modernización industrial. Entre el período 1998-2002 la tasa de crecimiento presentó un progresivo descenso, llegando a tener un valor negativo (-2.0%) en el año 2002, como consecuencia de la crisis económica que sufrió el país. Luego muestra una nueva fase ascendente con periodos más atenuados, de acuerdo a los vaivenes de la actividad económica. Como se dijo anteriormente, el importante excedente de potencia instalada generado entre 1992 y 2002 permitió que la disponibilidad de electricidad no fuera una limitante del crecimiento económico en los años inmediatos a la devaluación 2001 (Alasino, 2010). Igualmente, la demanda creció, sobre todo la del sector residencial, lo que llevó a que se establecieran mecanismos para incentivar la reducción en el consumo energético cuando la escasa inversión en el parque generador comenzó a reducir la capacidad de reserva del sistema, impulsando al Estado a intervenir tanto para sostener la oferta como para reducir la demanda.

La recuperación de la economía paulatinamente empujó el crecimiento de la demanda eléctrica llevando al sistema a operar al máximo. CAMMESA comenzó a intervenir obligando a las generadoras térmicas a postergar paradas por mantenimientos preventivos. Esto de alguna manera empeoró la disponibilidad, debido a la sobre exigencia de las instalaciones y al uso de combustibles alternativos de menor calidad que aceleraron el deterioro de las turbinas. El período más crítico se produjo en el frío y seco invierno del 2007, con faltantes de gas. Ante situaciones críticas se importó energía (mayoritariamente de Brasil) y se aplicaron restricciones en el suministro a clientes con demandas superiores a 300 Kw. La crisis financiera global de 2008, que retrajo el nivel de actividad, y un clima más benigno le dieron un respiro a la industria al caer la demanda eléctrica en el año siguiente logrando acomodar el calendario de obras necesarias (Stábile, 2011).

Unos años atrás, en el 2004, la secretaria de energía creó el Programa de Uso Racional de Energía Eléctrica (PUREE) mediante la resolución 415/04. El mismo buscaba que los usuarios reduzcan el consumo de energía eléctrica en relación a iguales periodos de un año base (2003). Fue incluido en la facturación de las distribuidoras, en aquellas provincias que adhieron, sufrió varias reformulaciones con el correr de los años y estuvo vigente hasta el 2016, cuando se reemplazó por

un nuevo plan estímulo de ahorro²⁵. A fines de 2007, el gobierno estableció el Programa Nacional de uso Racional y Eficiente de la Energía (PRONUREE, decreto 140/07), destinado a contribuir a la eficiencia energética de los distintos sectores consumidores de energía, mediante etiquetado de eficiencia energética, el programa de ahorro de energía en la Administración Pública y el plan de reemplazo de lámparas incandescentes por luminarias de bajo consumo entre otras acciones (Stábile, 2011).

Medidas de este tipo significan no sólo la implementación de diversas políticas en cuanto a sustitución de fuentes de energía, modificación de procesos y equipos en generación orientado a un uso más eficiente de tecnologías, sino también la modificación de usos y costumbres en la población. Un uso eficiente de la energía, reduce costos de generación al dejar de producir las centrales menos eficientes, disminuyendo el requerimiento de combustibles fósiles y generando un menor impacto ambiental al disminuir las emanaciones de dióxido de carbono (Pedraza, 2012).

Tal como se observa en el gráfico 5, desde el 2015 la tasa de crecimiento de la demanda eléctrica está en descenso como efecto del proceso recesivo, caída del salario real y suba de tarifas (Bravo, 2018).

Por otro lado, el consumo eléctrico anual se puede descomponer por su estacionalidad. El clima es un factor importante para determinar la producción de energía necesaria para satisfacer la demanda diaria. Existe una clara tendencia de aumento de la demanda ante incrementos de temperaturas y ante disminuciones también, sobre todo en el sector residencial. La razón del aumento en invierno es la necesidad adicional de energía para calefacción e iluminación, mientras que en el verano la necesidad de mayor energía es para aire acondicionado y refrigeración (FUNDELEC, 2012a). Con el correr de los años el sector residencial ha ganado cada vez más peso volviéndose la variable de “ajuste” del consumo general del país, subiendo en los meses en los que las temperaturas inducen a un mayor consumo para lograr una climatización más confortable, mientras que las demandas mayores e intermedias se mantienen más constantes a lo largo de todo el año. Esta situación provoca una mayor exigencia en el sistema ante la necesidad de mayor potencia y disponibilidad de las líneas de transporte y distribución para ser utilizadas durante los picos.

²⁵ Este Plan Estímulo al Ahorro Energético (resolución del Ministerio de Energía y Minería N° 6/2016) estuvo vigente por casi 3 años quedando sin efecto a partir del 1 de enero de 2019 (resolución N° 366/2018) como programa nacional, pasando a responsabilidad de cada jurisdicción provincial su aplicación.

Según CAMMESA (2018a) la demanda residencial representa alrededor del 42% de la demanda total del país, los consumos intermedios (comercio/industria chica), representaron el 28% y el agrupado gran demanda (grandes usuarios industriales y comerciales) el 28% también. A su vez, y de acuerdo al tipo de agente, la composición corresponde en un 81.6% distribuidores, 18% grandes usuarios y 0.5% autogeneradores. Del total de agentes solo un 3 % compra energía a través de un contrato, mientras que el 97 % lo hace sin, directamente demandándola en el mercado.

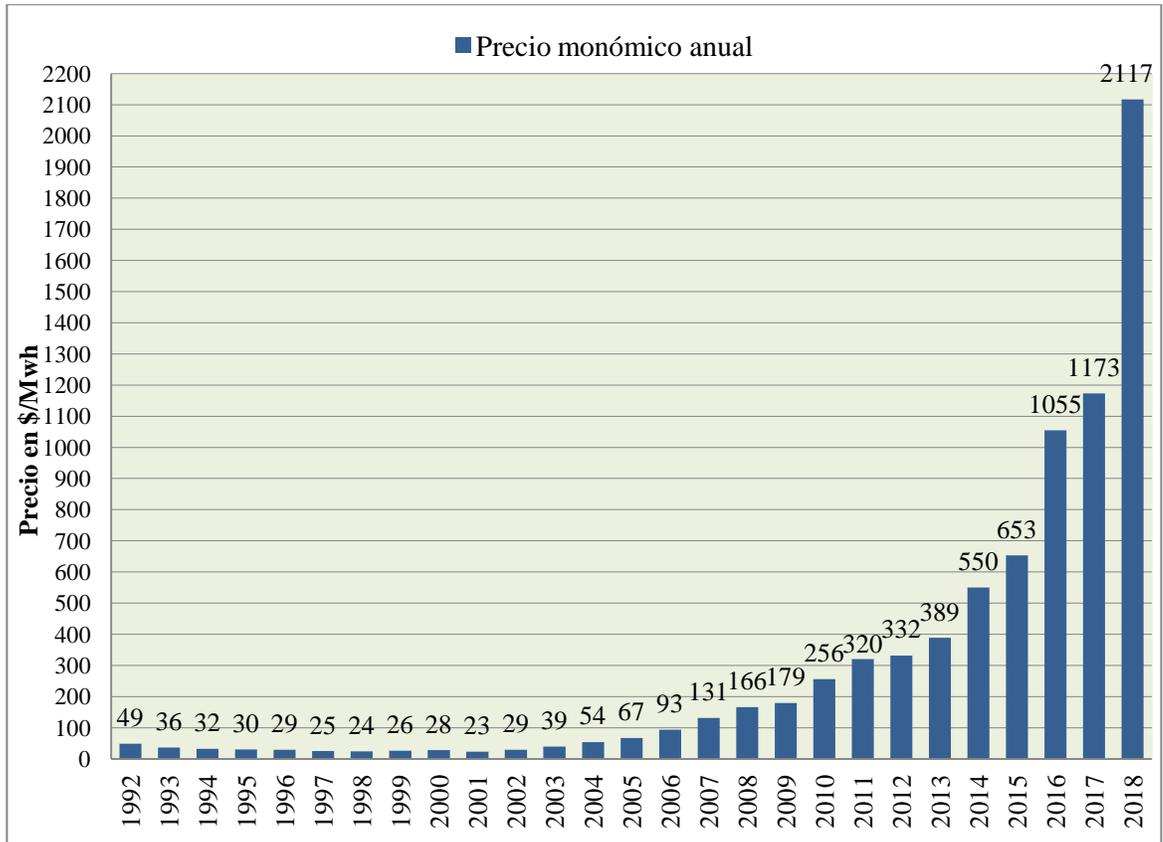
3.4.5 Evolución de precios

3.4.5 a) Precio monómico anual

El precio monómico medio de electricidad incluye diferentes componentes relacionados a la energía (precio spot, se distinguen los sobrecostos que corresponden a la utilización de combustibles alternativos al gas de los sobrecostos por la demanda excedente, incluyendo contratos por el programa de Energía Plus), la potencia y reserva y cargos por utilización de la red de transporte (CAMMESA, 2018a).

Estos distintos componentes varían según el volumen de generación térmica requerido, dependiente principalmente de la oferta hidroeléctrica, del precio del gas y de sus combustibles sustitutos, dado que el valor de estos últimos se incluye en la cuenta un sobrecosto transitorio del despacho (SCTD). Los principales combustibles que se utilizan son el gas natural (GN), fuel oil (FO) y gas oil (GO). El Gas Natural es de origen nacional (en su mayor parte) e importado (GNL, Bolivia), su precio se define en el mercado interno siguiendo una política establecida en el mercado de gas. El Fuel oil que se utiliza en los últimos años es de origen nacional y su precio lo define el mercado interno, sujeto al costo del barril de petróleo nacional. El Gas Oil en general es importado y su precio está sujeto a la variación del barril de petróleo y a la tasa de cambio (Ministerio de Minería y Energía, 2016).

El Gráfico 6 muestra la evolución del precio monómico anual durante el periodo 1992-2018.

Gráfico 6. Evolución del precio monómico anual

Nota: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA.

Durante el periodo 1992-2001 se observa una reducción del precio monómico medio de la electricidad debido a diversos factores: a) la puesta en marcha de nuevas centrales hidroeléctricas y el aumento de aporte hídrico en diferentes cuencas; b) la reducción de la indisponibilidad térmica y la incorporación de nuevos equipos de mayor eficiencia asociada a la relativa abundancia en el corto plazo de gas natural. Durante este período el mercado spot sancionaba precios horarios de la energía en base al costo marginal de la oferta, la incorporación de nuevas centrales de mayor eficiencia fue reduciendo la brecha entre los precios máximos y mínimos pagados por la energía. Esta reestructuración ocurrida en el área de generación de electricidad tuvo resultados positivos en términos de menores precios en el mercado eléctrico mayorista. Sin embargo, las tarifas residenciales no bajaron en igual medida. La razón de ello se debió a los procedimientos que se adoptaron en el proceso privatizador del servicio en las diferentes jurisdicciones en lo referido al

nivel medio de costos tomado en cuenta como punto de partida para la determinación del valor agregado de distribución (Pistonesi, 2000).

Con la sanción de la Ley de Emergencia Pública en 2002, el gobierno implementó modificaciones al marco regulatorio tendientes a amortiguar en el corto plazo el impacto de la crisis sobre el funcionamiento del mercado. Se pesificaron los precios de la energía y potencia y en la declaración del costo variable de producción (CVP en generación), los combustibles líquidos se los convirtió a pesos y los importados se los transformó al dólar de referencia; se pesificaron y congelaron las tarifas. Además, como medida permanente, se separó el pago de la potencia del pago de la energía, creando dos productos diferenciados.

En un primer momento, se intentó reconocer los mayores costos de los insumos variables para que el precio de la energía no sufra grandes variaciones. Ayudó en este sentido, el gran exceso de oferta generado en años anteriores que no presionó sobre nuevas inversiones y el saldo positivo del Fondo de Estabilización que permitió financiar los desequilibrios de los combustibles cuyos valores estaban expresados en dólares (Cerutti, 2006).

Sin embargo, con la sanción de la Resolución S.E. 240/2003, se modificó la teoría marginalista de fijación del precio al establecer un *spot máximo* (fijado en \$120 Mwh). A partir de la misma, la sanción del precio de la energía se basó en el supuesto de que toda la generación tenía libre abastecimiento de gas natural y el valor de agua no sancionaba precios si era superior al originado en el combustible gas. Los generadores que declaran su costo variable de producción (CVP) por debajo del tope establecido se les paga éste mismo y a los que declaren por encima se les reconoce su CVP, pero pagando dicho sobre costo de un fondo financiado por todos los agentes del mercado llamado Sobre costo Transitorio de Despacho. Esta fue una de las medidas más distorsivas en el funcionamiento del mercado, ya que introdujo precios máximos y marcó el inicio de problemas que se fueron agravando con el correr de los años (Guzowski, 2015).

La inestable situación macroeconómica causó, en los años siguientes a 2002, la disminución en el ritmo de inversiones en generación, sumado a una menor disponibilidad de gas natural local. A su vez, llevó a la producción con máquinas más antiguas y menos eficientes que en gran parte del año utilizaban combustibles alternativos al gas: fuel oil y gas oil, cuyos costos aumentaron al estar correlacionados con el precio internacional del petróleo y por la volatilidad propia del tipo de cambio local, lo cual se reflejó en el aumento paulatino pero creciente de la Subcuenta Sobre costo Transitorio del Despacho. Si se tiene en cuenta que el precio monómico presenta estacionalidad a lo

largo del año siendo mayor en los meses de invierno, por el mayor consumo de estos combustibles alternativos, se revela la incidencia de estos dentro del costo total de la energía (CAMMESA, 2018a) Por otro lado, cuando ingresó nuevo equipamiento fue a un costo mayor, dado por el incremento del costo capital de estos equipos al aumentar los precios internacionales de sus componentes principales (cobre, aluminio, etc) y los costos de operación también se acrecentaron, por ejemplo, por el incremento del costo de la mano de obra (Pedraza, 2012). Todo esto explica que los precios luego de tocar un mínimo, fueron aumentando paulatinamente desde 2003 hasta el presente, como se mostró en el gráfico 6.

3.4.5 b) Precio estacional

De acuerdo a Cerutti (2006, pp. 18), la razón detrás de la sanción de la Resolución de la Secretaria de Energía N° 240/03 fue que “el precio spot se estaba alejando cada vez más del precio estacional. Producto de las restricciones de transporte de gas natural que afectaban el normal despacho de las centrales eléctricas, máquinas menos eficientes, con la utilización de otros combustibles fijaban el precio marginal (visiblemente mucho más alto)” mientras que el precio estacional se mantenía fijo, reflejando el congelamiento de las tarifas a usuario final. Hasta el año 2002 el precio estacional acompañó al precio spot de la energía. Luego del 2004 el precio estacional se ajustó a las categorías no residenciales de consumos mayores a 1 MW, profundizando la diferencia entre ambos (Cont, 2007). Diferencia que comenzó a no ser cubierta con el Fondo de Estabilización.

En el año 2004, se consideró necesario revertir esa situación pero se moderó el impacto postergando el incremento tarifario para aquellos consumos que, por la situación económica/social del país, no estaban en condiciones de afrontarlo. Pedraza (2012, pp. 46) señala que “con la Resolución SE N°93/04, el Estado inició el incremento tarifario a usuario final de tipo selectivo; modalidad que no contempla la Ley 24.065”. De esta forma siempre se trató de aislar a los usuarios residenciales de los costos reales del sistema. En 2008, se sancionaron nuevos precios estacionales buscando respetar la capacidad de pago de los distintos usuarios y la categoría residencial se subdividió en 9 estratos de acuerdo al consumo bimestral. En los años venideros, se tomaron como referencia estos precios mayoristas, modificándolos solo en el periodo invernal, considerando el mayor nivel de consumo de energía eléctrica que tiene la población durante el invierno. (Stábile, 2011)

En el año 2011, la Secretaría de Energía mediante la Resolución N° 1301/11 dictaminó dos precios estacionales: Sin subsidios y Con Subsidios del Estado Nacional, diferenciando aquellas actividades (industriales, comerciales) que estaban en condiciones de afrontar la quita del subsidio, las cuales se fueron ampliando en futuras revisiones hasta incluir usuarios residenciales de acuerdo a su localización. Al fines del 2012, se establecieron nuevamente Precios de Referencia Estacionales pero para cada agente distribuidor, siendo éstos y el ente regulador correspondiente, los encargados del traslado del precio subsidiado a cada segmento de su demanda (Pedraza, 2012).

En el año 2016, y en línea con la declaración de emergencia energética dictada por el gobierno, se sancionó la Resolución N° 6/16 que modificó nuevamente los precios estacionales, estableciendo nuevos precios y nuevas categorías de usuarios. Tuvo alcance nacional y aplicó para grandes usuarios mayores y menores y los clientes de las distribuidoras, incluidos los GUDI, es decir, las demandas mayores o iguales a 300 Kwh. Además introdujo un esquema de incentivo al ahorro en el segmento residencial para todo usuario que redujera su consumo con respecto al periodo anterior y se determinaron los requisitos para acceder a la Tarifa Social, cuyos beneficiarios no pagan el costo de la energía hasta 150 Kwh/mes y abonan sumas sensiblemente menores para el excedente²⁶. En definitiva, si bien se trató de un aumento de alto impacto en el ciudadano y en la industria, la medida fue parte de un proceso de sinceramiento de los valores del mercado y la necesidad de limitar los subsidios provenientes del Estado Nacional. Así, se estableció por primera vez un plan gradual de reducción de subsidios para acercarse al costo medio de generación, involucrando para cada período estacional siguiente la actualización de los precios mayoristas.

En el año 2018, el precio monómico representativo del costo total de operación del MEM alcanzó un valor medio del orden de los 2117 \$/MWh. En cambio, el precio monómico estacional anual representativo (que incluye a la tarifa social) fue del orden de 1124.4 \$/MWh. Igual que años anteriores, esa diferencia entre lo que pagan los demandantes y el costo real fue cubierta por aportes del Tesoro Nacional. (CAMMESA, 2018a).

Como dato, en el 2014 lo que recaudaban las distribuidoras (representado en el precio estacional), apenas cubría el 17% del precio monómico. La entrada en vigencia de nuevos precios estacionales,

²⁶ Ambos, precio denominado de tarifa social y plan estímulo al ahorro (solventados con aportes del Tesoro Nacional) han sido derogados en 2018 como programas nacionales por Resolución N° 122/18 del ministerio de energía

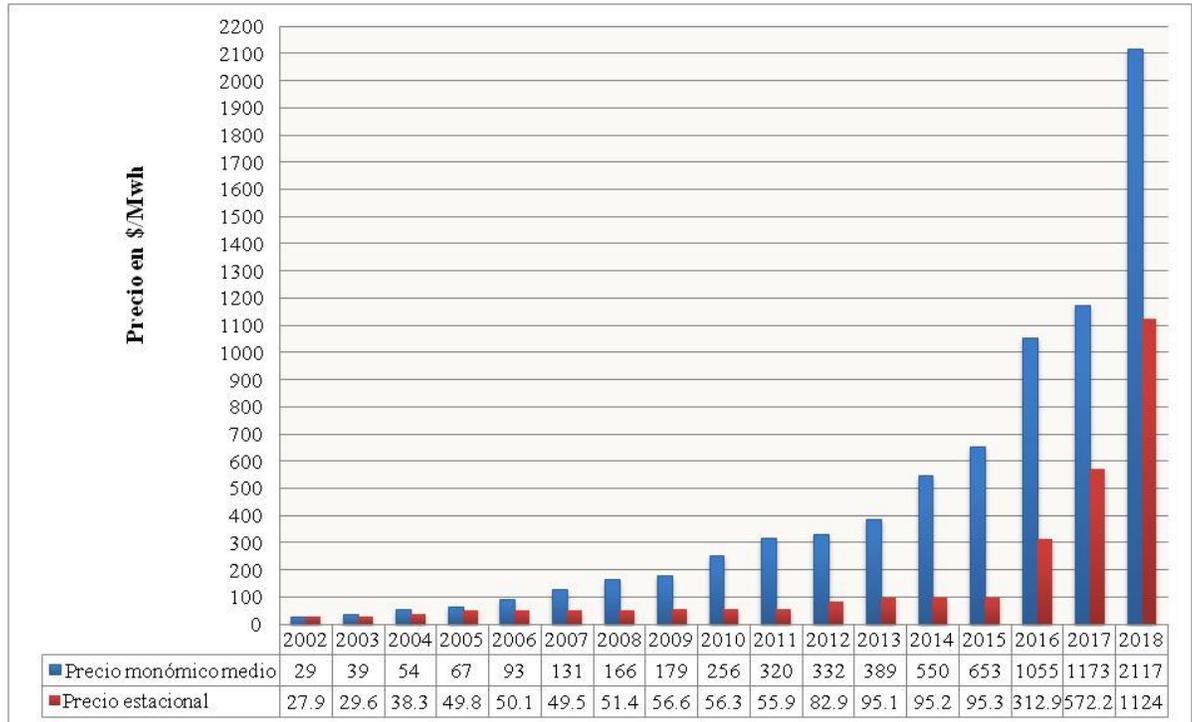
con el consiguiente aumento gradual en las tarifas luego del 2016, ubicaron la relación entre ambos alrededor del 50% en el año 2018. El Estado siguió asistiendo al sector (Bravo, 2018).

En síntesis, desde el año 2002 se han abandonado los mecanismos de fijación de precios establecidos en el marco regulatorio generando dos tipos de distorsiones: sobre la formación del precio monómico (lo que cobran las generadoras) y en la estimación del precio estacional (el que pagan los usuarios). Citando a Pozo Gowland (2015, pp. 104) “Ha sucedido que el precio estacional fijado por la Secretaría de Energía ha sido inferior al precio del mercado spot resultante del costo de la energía eléctrica. Ello produjo un déficit financiero constante del Fondo de Estabilización”, y generó la creciente necesidad de cubrir los montos faltantes con fondos no reintegrables procedentes del Tesoro Nacional²⁷. Además de diversas medidas por parte de la Secretaría de Energía para afrontar no solo dicho déficit, sino atender la situación particular de cada uno de las actividades del sector agravada por esta desarticulación en el funcionamiento del mercado, que afectó la cobranza de los agentes acreedores del mercado (generadores y transportistas), como así también el pago de las facturas por parte de las distribuidoras a CAMMESA²⁸, trajo consecuencias sobre el Mercado a Término, desalentando en ciertos períodos la existencia de contratos en el mismo y agravando, en general, la situación económica-financiera de las empresas (Pozo Gowland, 2015).

El gráfico 7 muestra la evolución del precio monómico y el estacional a partir de 2002 en el MEM.

²⁷ El Fondo de Estabilización fue financiado por el Fondo Unificado ante el saldo negativo del primero, en un primer momento con préstamos reintegrables del Tesoro Nacional que luego pasaron a no ser reintegrables y constituyeron recursos públicos cuyo destino principal fue la estabilización de precios en el MEM.

²⁸ Si se considera que el mayor porcentaje de la demanda que se comercializa en el MEM se rige por el precio estacional, se entiende el desbalance que se produce en los ingresos que percibe CAMMESA y las dificultades para pagarle a los generadores.

Gráfico 7. Evolución precio monómico y precio estacional

Nota: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA.

3.4.5 c) Consideraciones sobre las tarifas

El congelamiento de las tarifas en el sector de distribución de electricidad, implicó la suspensión de las adecuaciones estacionales y de las revisiones tarifarias. Sin embargo, el congelamiento tarifario ha sido una política relativamente estable en el ámbito nacional (empresas distribuidoras del Área Metropolitana de Buenos Aires, EDESUR Y EDENOR) y no así en las jurisdicciones provinciales donde se presentaron diferentes situaciones, ocasionando una inequidad tarifaria entre los usuarios del interior del país y los usuarios del AMBA (ASAP-IAE, 2015).

En especial, como sostiene Cont (2007, pp. 2) “la distribución de electricidad para usuarios residenciales en cada una de las provincias argentinas han seguido distintas experiencias, tanto por los niveles y estructuras heredados del pasado, como por las decisiones de política regulatoria y tarifaria seguidas por las mismas, luego de la crisis económica y social del año 2002”.

El Estado Nacional subsidia la generación, estableciendo un mismo precio para todo el país, con lo cual todas las distribuidoras pagan lo mismo en esta etapa (Eisenstein y Cano, 2016). Entonces la diferencia radica en las siguientes cuestiones:

- en el valor agregado de distribución, en la posibilidad o no de revisiones periódicas (cada ente de regulación provincial es el encargado de autorizar los aumentos y la tarifa se ajusta a ese valor).
- en la carga impositiva (el IVA 21% es el mayor impuesto incluido en la factura, luego hay que contar impuestos provinciales y municipales).
- en las políticas regionales de cada una de las estructuras tarifarias.

En el caso del resto de las distribuidoras del país, los organismos reguladores fueron ajustando las tarifas de distribución a su valor correspondiente. Por ejemplo, EPE (Santa Fe) y EPEC (Córdoba) se encuentran entre las que mayores aumentos permitieron a las distribuidoras (Equipo del Observatorio Económico Social, 2017).

En cambio, para las distribuidoras del AMBA, de jurisdicción nacional, no tuvieron lugar ni la primera revisión tarifaria establecida por ley en el año 2002 (diez años después de la Reforma) ni las subsiguientes hasta el año 2016. En el 2005 y 2008, se les otorgó un aumento parcial sobre los costos propios de distribución y posteriormente, como consecuencia de la demora en la renegociación tarifaria, el Estado nacional les reconoció los mayores costos, mediante diversos mecanismos, para mantener el servicio dentro de márgenes razonables (Pozo Gowland, 2015). El hecho de no actualizar correctamente las tarifas hasta el año 2016, ocasionó que por más de una década los precios quedaran muy retrasados respecto a otras provincias, además de generar inversiones insuficientes y un deterioro en la calidad del servicio.

En el año 2016, y en el marco de la Emergencia Eléctrica, se recompuso el precio mayorista en el MEM y el ENRE, mediante la Res. 01/2016, se aprobaron nuevos cuadros tarifarios para cada una de sus categorías de usuarios que reflejan ese nuevo precio estacional y modificó el Valor Agregado de Distribución (VAD) que reciben EDENOR y EDESUR. En este contexto, los Estados provinciales también actualizaron sus cuadros tarifarios en función de los nuevos precios de la energía.

Esto no implica que las disparidades tarifarias dejaran de existir pero significó una reducción en la brecha tarifaria entre jurisdicciones, sobre todo porque el incremento del precio estacional, reflejo

del costo de generación que paga el usuario (el mismo para todo el país), tiene un mayor peso en la factura final (Equipo del Observatorio Económico Social, 2017). Además, la última Revisión Tarifaria Integral en el área nacional (en el transporte y distribución) representó una oportunidad para retomar un camino de normalidad regulatoria, algo difícil en un país con un contexto económico cambiante e inflacionario donde asegurar el valor de las tarifas en el tiempo demanda un mecanismo transparente de actualización pero es imprescindible para mantener la operatividad del sector.

3.5 Regulación en el mercado eléctrico mayorista

La regulación de la industria eléctrica se produce por la existencia de condiciones de monopolio natural, de economías externas, y las características de servicio público del servicio eléctrico. La imposibilidad de almacenar electricidad, las restricciones de la red de transporte, la aleatoriedad de la demanda, los altos costos de la energía no suministrada, requieren la organización de mecanismos institucionales de coordinación de las actividades de generación, transmisión y distribución (Romero, 1999). A principios de 1990 en el país se realizó un profundo cambio en el sector eléctrico, cuando se buscó estimular la competencia mediante la liberalización de la industria, acentuando el rol de los segmentos que no tienen las características de monopolio natural. Es decir, introducir la competencia en la generación de electricidad y en la venta final (en especial para el grupo de grandes consumos), separando estas funciones de las actividades de redes. Para ello se introdujeron reglas transparentes e iguales para quienes ya estaban en el mercado y para quienes desearan entrar, estableciéndose los principios regulatorios de incompatibilidad de funciones, de libre acceso de terceros a las redes de transmisión y distribución y de libre entrada a la actividad de generación.

La creación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) definió un ámbito para la realización de las transacciones de energía a nivel mayorista, donde los agentes participantes tienen la obligación de concurrir para la compra o venta de sus faltantes o excedentes. En ese sentido, se reglamentaron las normas que regulan la compra /venta de energía y potencia, los servicios prestados por los agentes, y la fijación de precios que busca reflejar el costo económico de producción. En dicho mercado es fundamental el papel de CAMMESA, el organismo encargado del despacho, que organiza la puesta en servicio de las centrales generadoras para cubrir la demanda, relevando toda la información necesaria que le permita realizar la operación del sistema en tiempo real y establecer el cálculo de

precios (precios estacionales y precios spot) y administrar las transacciones económicas que surjan entre los diferentes agentes. También es importante el rol del ENRE, a quien le concierne la función de regulación sobre todo el mercado.

Las dos actividades de red, siendo monopolios naturales, se concesionaron y se sometieron a una regulación por incentivos y resultados. Se buscó controlar a las firmas reguladas a través de la verificación del cumplimiento de obligaciones, sujeto a penalidades e incentivos, sin necesidad de entrometerse en las decisiones de producción de la empresa o en su estructura de costos (Pistonesi, 1995). De esta forma, las empresas transportistas tienen prohibido comprar o vender energía y decidir la ampliación de la red (la cual concierne a quienes son sus usuarios) y si incumplen las condiciones técnicas mínimas (de disponibilidad y tensión) sufren penalidades. Respecto a la distribución, tiene la obligación de abastecer toda la demanda (presente y futura) dentro de su área de concesión que no pueda contratar su propia energía. Además, debe cumplir estándares mínimos de calidad en lo referido tanto al servicio técnico (nivel de tensión, frecuencia, duración de cortes) como al comercial (plazos de conexión y de rehabilitación, errores de facturación y reclamos), si incumple recibe sanciones (Ramati y otros, 2003).

La tarifa es una variable compleja que debe determinar la autoridad, ya que necesita considerar varios aspectos. Por un lado, el comportamiento de los usuarios, la valoración que ellos hacen en términos de utilidad, su capacidad de pago y el crecimiento futuro de la demanda, y por el otro, que los oferentes recuperen sus costos, alcancen una rentabilidad razonable e inviertan para garantizar la prestación del servicio en el futuro. En nuestro país, en el área de distribución se implementó un mecanismo de regulación por precio máximo (*price cap*) (Petrecolla y Romero, 2003). En términos de la literatura económica, el modelo consiste en fijar un tope en los precios que una firma regulada puede cobrar por su producto, sin imponer límites a los beneficios que ésta pueda obtener cobrando dichos precios. De este modo, la empresa regulada es incentivada a minimizar los costos de producción (Pistonesi, 1995). En el mercado eléctrico y citando a Stábile (2011, pp. 22) bajo este esquema y al transcurrir “cada período tarifario si la empresa no logra la rentabilidad esperada ex-ante, la tarifa del período siguiente aumentará para reconocerle sus mayores costos. Si la supera, la tarifa disminuirá trasladándole al cliente el beneficio logrado (en el siguiente período tarifario). El método de *price cap* (...) no interviene con la gestión de la empresa, pero requiere controlar la calidad de servicio”.

Lo expresado anteriormente (y en los aspectos más generales) responde al marco regulatorio del sector expresado bajo Ley N° 24.065 sancionada en 1991. La cual no ha dejado de estar vigente pero en la práctica y luego de la crisis sufrida en 2001, el Estado ha ampliado su rol de ‘regulador’ y ha pasado a tener una mayor intervención dentro del mercado eléctrico.

No es intención de esta sección exponer detalladamente las distintas normas (decretos, resoluciones, etc.) dictadas por el Poder Ejecutivo Nacional, sino detenerse en aquellas que impactaron en la dinámica del mercado. Claramente, la sanción de la Ley N° 25.561 de Emergencia Económica, el abandono de la Ley de convertibilidad y, la consecuente devaluación de la moneda, junto a la suspensión de todos los mecanismos de ajuste previstos en la normativa vigente, tuvieron un gran impacto sobre el sector y modificaron las reglas de juego establecidas hasta ese momento. Muchas normas de carácter transitorio y en el marco de la emergencia declarada perduraron en el tiempo, convirtiéndose en intervenciones al marco regulatorio.

La pesificación en los valores nominales que hasta esa fecha venían funcionando en dólares, produjo efectos económicos en la estructura de costes de la industria. Lo cual motivó la readecuación de la metodología expresada en *Los Procedimientos* que regula la operación técnica en el MEM. Se introdujeron cambios en la redeclaración de costos de los generadores, necesarios para la determinación del precio mayorista, acortando el periodo temporal de presentación para tomar las variaciones de la tasa de cambio. No obstante, con la sanción definitiva de la Resolución 240/2003 de la Secretaría de Energía se distorsiona el funcionamiento del mercado en cuanto a la determinación del precio mayorista y dejan de existir señales claras que incentiven la inversión privada en generación. Debido a la falta de inversión en un sector clave, el Estado decidió la incorporación de nuevas plantas de generación, con una participación más activa y mediante instrumentos regulatorios específicos que incluyan la participación privada, como fue el caso del FONINVEMEN: fondo con el cual se construyeron dos centrales térmicas de ciclos combinados. (Bondorevsky, 2017).

Lo mismo sucedió en materia de transporte eléctrico, con la diferencia de que el modelo de mercado eléctrico implementado a partir de la reforma de la Ley N° 24.065 no fue capaz de generar las señales económicas que indujeran a los agentes a invertir en la expansión de los sistemas de transporte. Esta situación se agravó con la crisis del 2001, y el Estado tomó la iniciativa de las obras mediante la ejecución de planes que permitieran resolver los problemas estructurales de la red de

transporte y asegurar el abastecimiento de energía a las diferentes regiones eléctricas (FUNDELEC, 2012a).

La pesificación y congelamiento de tarifas, sumado a la nueva forma de sancionar el precio mayorista, causaron que la recaudación proveniente de las ventas a distribuidores y grandes usuarios pasara a ser insuficiente para cubrir la remuneración de los generadores en el MEM. Así, el Fondo de Estabilización dejó de ser superavitario para pasar a acumular una deuda creciente. Como primera medida se dispuso un esquema de pagos prioritarios y comenzaron las contribuciones del Tesoro de la Nación para sostener el funcionamiento del mercado (FUNDELEC, 2012b). Estos aportes se volvieron constantes y crecientes con el correr de los años, siendo significativos aun en la actualidad donde una parte sustancial de los ingresos que perciben los generadores, los transportistas y los distribuidores proviene de fondos públicos que aporta el Estado Nacional.

La combinación de tarifas congeladas y costos crecientes debido a la inflación produjo pérdidas que afectaron la situación económica de las empresas, empeoró la calidad del servicio y retrasó las inversiones comprometidas. Durante un largo periodo de tiempo (2002 a 2015) la inversión en infraestructura se desarrolló fundamentalmente por fuera del sistema tarifario, incentivada por el sector público mediante la aplicación de cargos específicos y destinando recursos fiscales (Urbizondo, 2016). En este aspecto, también influyó el retraso en la renegociación tarifaria, que para los casos del transporte y distribución se concretó recién en el año 2017.

En oposición a esta situación de las empresas del sector, los usuarios gozaron durante las últimas décadas de tarifas decrecientes en términos reales, pero con una calidad de servicio cada vez menor. En especial, los usuarios residenciales vieron prácticamente constantes sus tarifas y fueron los grandes usuarios los que soportaron las recomposiciones de precios. Como señalan Eisenstein y Cano (2016, pp.12) “los fondos asignados a subsidiar el consumo de energía eléctrica crecieron en un múltiplo de 118 (desde 1.185 millones asignados en 2005 a rozar los 140.000 millones de pesos en 2015). Comparados con los subsidios a otros sectores, no tiene precedente histórico y ha sido, en igual periodo, un instrumento esencial de la política económica”. Fue una disposición de la Secretaría de Energía no incrementar la tarifa a usuario final. En general, los subsidios al sector fueron importantes, con graves efectos sobre las cuentas públicas al contribuir al déficit fiscal.

La desarticulación de las reglas de juego también involucró a las instituciones del sector. El Estado asumió una mayor intervención en CAMMESA. La cual, se convirtió en canalizadora de los subsidios que aquel otorgó, de forma creciente, al sector y mediante una nueva regulación de

despacho, se le permitió una participación más activa en el sector de generación para abastecer de gas a las centrales sin contratos en forma directa, comprando por su cuenta o redireccionando contratos existentes (Pedraza, 2012). Por otro lado, se desnaturalizó la gestión del ENRE, nombrando interventores y directores por decreto, apartándose así de los principios de creación que establecen su autonomía, y que sus autoridades se deben elegir por concurso público de antecedentes profesionales y validación posterior del poder ejecutivo. Se le restó participación en la renegociación de contratos de concesión creando otros organismos en su lugar que retrasaron el proceso de renegociación y no habilitaron las revisiones tarifarias que correspondían en tiempo y forma. Además, en muchas de sus funciones estuvo subordinada a la aprobación final de la secretaria de energía, limitándose su independencia y competencia en la materia (Urbiztondo, 2016).

Todo lo expuesto hasta aquí permite inferir que la sustentabilidad del servicio eléctrico, es decir el sostenimiento en el tiempo de la prestación en condiciones de calidad, seguridad, previsibilidad, etc., está asociada a la regulación (Molina, 2006). La inversión hace sustentable el sector y ésta depende de los lineamientos de la regulación. Por lo tanto, es deseable que su ejercicio sea realizado alejado de la discrecionalidad. Como detalla Molina (2006, pp. 8) “Cambios arbitrarios del marco regulatorio, interpretación adversa de cláusulas ambiguas, ausencia de claridad en la forma de resolución de conflictos o de decisiones ante situaciones cambiantes, determinaciones influidas por el clima político (falta de independencia del órgano regulador)...”, afectan el normal funcionamiento del sector y de sus agentes, los cuales deben constantemente adaptarse a las nuevas normas. La actividad regulatoria es compleja, exige un conocimiento amplio de la actividad interviniente y requiere la adopción de decisiones con absoluta racionalidad, que eviten demoras innecesarias y sean imparciales.

Por lo tanto, consideramos que la regulación del sector eléctrico condiciona de una u otra forma el comportamiento de las empresas que lo integran y los resultados que produce serán también diferentes. Esto es lo que se concluye cuando se analiza la experiencia regulatoria en el sector de nuestro país. El primer periodo entre 1990 y 2001 se caracterizó por reglas más estables que aseguraron inversiones y mejoras en la calidad del servicio. El segundo, a partir de 2002 y luego de una profunda crisis, se caracterizó por la modificación constante y drástica de las reglas regulatorias anteriores, se desvió el foco del marco regulatorio original y en muchos momentos se decidió de forma unilateral, apelando a la Ley de Emergencia Económica que se prorrogó periódicamente,

afectando el funcionamiento del mercado, retrayendo la toma de decisiones de los agentes que no cuentan con las seguridades para tal fin ante un ambiente tan cambiante (Urbiztondo, 2016).

Capítulo 4. Conclusiones

En función de todo lo expresado en los apartados anteriores, podemos concluir que el sector no logra operar sin dificultades. El mercado eléctrico en sí es complejo, y más aún en un país como Argentina, con poca estabilidad económica.

A inicios de la década del '90 se produjo una importante transformación en el sector eléctrico argentino que marca la génesis de su fisonomía actual en lo que se refiere a la introducción de competencia a través de la desintegración vertical y horizontal, mayor participación privada y a la aparición de nuevas instituciones regulatorias y administrativas. El desempeño del sector mostró una significativa disminución del precio eléctrico mayorista, un dinámico proceso de inversión, principalmente en el sector de generación motivado por la abundante disponibilidad de gas natural, una mayor cobertura a usuarios finales y, en general, una mejor calidad de suministro.

Al comenzar el nuevo siglo, existieron varias situaciones que confluyeron al cambio de modelo, pero en especial, la sanción de la Ley N° 25.561 de emergencia pública y reforma del régimen cambiario que generó el abandono de la Convertibilidad, derivando en la devaluación del peso; la pesificación y el congelamiento de las tarifas y la renegociación de los contratos. Su entrada en vigencia introdujo modificaciones en el funcionamiento del sector, provocando un desajuste entre los costos y los ingresos de las empresas, así como un alejamiento de algunas disposiciones establecidas en el marco regulatorio eléctrico nacional. Debido a la difícil situación económica general del país, las autoridades energéticas adoptaron una serie de normas que llevaron a precios más administrados, desalentando la inversión en todas las áreas pese al crecimiento de la demanda, lo cual fue compensado por una mayor intervención del Estado como actor y planificador. El establecimiento de tarifas finales fue más acorde a la coyuntura política de cada momento, que a la existencia de mecanismos pertinentes que reflejen los verdaderos costos de prestación. Lo que en definitiva, sólo acrecentó los recursos del Estado destinados a mantener el funcionamiento total del sector, asistiendo a las empresas de cada área y subsidiando a los consumidores. El Estado fue asumiendo progresivamente el triple papel de regulador, planificador y actor en el MEM. Entonces, aun cuando a las distintas actividades que constituyen el sistema eléctrico estén a cargo de empresas privadas, la intervención pública está presente a través de una estructura reguladora, que tiene una

gran influencia sobre la actuación de los agentes participantes y sobre el desempeño de la industria en general. Creemos que el desafío para la política está puesto en el rediseño regulatorio que busque generar las reglas para obtener mejores resultados en términos de eficiencia en la asignación de recursos, en la fijación de los niveles de tarifas, en la obtención de rentabilidades razonables y mayores niveles de provisión. Se deberán apoyar objetivos de largo plazo, que aseguren inversiones, una oferta eléctrica que sostenga con holgura una demanda creciente, considerando que la dirección que se adopte en materia regulatoria será determinante para las posibilidades reales de crecimiento de la economía argentina.

5. Referencias bibliográficas

- Alasino, C (2010). *La inversión en electricidad y el crecimiento post-devaluación*. Anales de la Facultad de Ciencias Empresariales de la Universidad Abierta Interamericana. Tomo II. N°6
- Arroyo Pelaez y A. Cossio Muñoz, F. (2015) *Impacto fiscal de la volatilidad del precio del petróleo en América Latina y el Caribe*. CEPAL
- ASAP-IAE (2015). “*Los subsidios energéticos en Argentina*”
- Azpiazu, D. (2003). *Las privatizaciones en la Argentina. Diagnósticos y propuestas para una mayor competitividad y equidad social*. Fundación OSDE-CIEPP-Miño y Dávila editores.
- Bazan Navarro, C. (2003). *Efectos de la Reforma del Sector Eléctrico: Modelización teórica y experiencia internacional*, Universidad de las Palmas de Gran Canaria.
- Bondorevsky, D. (2017). *Repensar la política regulatoria ante el retiro de los subsidios a la electricidad*. Documento de trabajo N° 195. CIPPEC.
- Bravo, V. (2018). *Política energética Argentina durante el periodo 2014 a 2018*. Fundación Bariloche
- Cabral, L. (1997). *Economía Industrial*. McGraw-Hill, Madrid.
- CAMMESA (2018a), *Informe Anual*
- CAMMESA (2018b), *Informe mensual diciembre 2018*.
- Cerutti, L. (2006). *Marco Regulatorio del Mercado Eléctrico Argentino: Modificaciones y consecuencias hacia el futuro del sector*. Tesis de Grado Universidad Nacional del Sur.
- CLARKE, R. *Economía industrial*, Colegio de economistas de Madrid, Celeste Ediciones, Madrid, 1993.
- Coloma, G. (2005). *Economía de la organización industrial*. Ed. Temas.
- Cont, W. (2007). *Estructuras tarifarias en el servicio de electricidad para usuarios residenciales. El caso de las provincias argentinas*. FIEL. Documento de trabajo N°95.
- Dichiara, R. (2005). *Economía Industrial. Conceptos y aplicaciones*. Edi uns.
- Ecojournal.com.ar (2019). *El gobierno oficializó la eliminación de la tarifa social eléctrica como subsidio nacional*. <https://econojournal.com.ar/2019/01/el-gobierno-oficializo-la-eliminacion-de-la-tarifa-social-electrica-como-subsidio-nacional/>
- Eisenstein, A., y Cano, M. (2016). *Tarifas eléctricas. Congelamiento, subsidios e impacto del ajuste*. KPMG
- ENRE (2018). *Informe Anual*

- Equipo del Observatorio Económico Social (2017). Informe Especial N° 14. <https://observatorio.unr.edu.ar/llego-la-factura-de-la-luz/>
- FUNDELEC (2011). *Un sector clave para la integración eléctrica nacional. El transporte eléctrico en la Argentina.*
- FUNDELEC (2012a). *El sistema eléctrico argentino. Informe especial 20 años 1991-2011.*
- FUNDELEC (2012b). “*El endeudamiento en el mercado eléctrico.*”
- 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*; ILPES-CEPAL, Serie Gestión Pública N°34
- Guzowski, C. (2015). *La gestión de los mercados de generación eléctrica en la región sudamericana: la especificidad del caso argentino.* Tesis Doctoral Universidad Nacional del Sur.
- Kozulj, R. (2015). *El sector energético argentino: un análisis integrado de sus problemas, impactos y desafíos macroeconómicos.* 1ª ed. Universidad Nacional de Río Negro.
- La energía eólica. Energía de mi país. <http://energiasdemipais.educ.ar/la-energia-eolica-2/>
- La energía hidráulica. Energía de mi país. <http://energiasdemipais.educ.ar/energia-hidraulica>
- La energía nuclear. Energía de mi país. <http://energiademipais.educ.ar/energía-nuclear>.
- La energía solar. Energía de mi país. <http://energiasdemipais.educ.ar/energia-solar/>
- López Millán, J. (1999): “*La Liberalización del Sector Eléctrico Español. Una Reflexión a la Luz de la Experiencia de Inglaterra y Gales*”. Tesis Doctoral Facultad de Económicas de la Universidad de Alicante.
- Martínez de Vedia, R. (2010). *Los servicios públicos nacionales (situación actual).* Ediciones RAP.
- Ministerio de Minería y Energía (2016). *Precio mayorista de la energía eléctrica. Marco Legal-Criterios. Procedimientos e Implementación.* Recuperado de: https://www.minem.gob.ar/servicios/archivos/6886/AS_14817236511.pdf
- Molina, J. (2006). *Regulación de Servicios Públicos Su interdisciplinarietà. Una definición. Su ejercicio.* CEARE.
- OETEC (2015). *La revolución energética 2003-2015. La herencia que deja el gobierno nacional.* [http://www.oetec.org/La revolución energética 2003-2015.](http://www.oetec.org/La%20revolucion%20energética%202003-2015)
- Pedraza, L. (2012). *Propuesta para recrear el Mercado Eléctrico en el marco de la Ley 24065.* Tesis Final. CEARE.

- Petrecolla, D. y Romero, C (2003): *Desempeño, crisis y reformas en el sector eléctrico argentino. Lecciones para países en desarrollo*. Texto de discusión N° 50. Centro de Estudios Económicos. UADE.
- Pistonesi, H. (1995). *Elementos de teoría económica de la regulación. Aplicación a las industrias energéticas*. Instituto de Economía Energética asociado a la Fundación Bariloche (IDEE/FB). 1995.
- Pistonesi, H. (2000): *Sistema eléctrico argentino: los principales problemas regulatorios y el desempeño posterior a la reforma*. CEPAL. Serie 10.
- Pozo Gowland, H. (2015). *Las tarifas en el transporte y la distribución de energía eléctrica*. Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería, n° 4, febrero-abril de 2015, pp. 75-116.
- Ramati, O, Bulacio, C y Crudo, J (2003). *The Argentine regulatory framework vis-à-vis the current political crisis and its socioeconomic consequences*. 17 Th International Conference And Exhibition On Electricity Distribution. Barcelona, 12-15 Mayo 2003. Recuperado de: <http://www.adeera.com.ar/newsroom/archivosinformes/EI%20Marco%20Regulatorio%20Argentino.pdf>
- Romero, C. (1999). *Regulaciones e inversiones en el sector eléctrico*, Centro de Estudios Económicos de la Regulación, UADE, Texto de discusión N° 5.
- Scherer, FM (1980). *Industrial Market Structure and economic performance*. Rand McNally. 1a Ed.
- Stábile, F. (2011). *Evolución del Mercado Eléctrico Mayorista Argentino. Impacto de los subsidios en la gestión y en los resultados*. Tesis Magister Universidad Nacional de la Plata, Facultad de Ciencias Económicas.
- Suazo, D. (2005). *El proceso de reestructuración y el esquema regulatorio del sector eléctrico argentino. Experiencias, reflexiones y perspectivas*. Recuperado de: <http://www.adeera.com.ar/newsroom/archivosinformes/EI%20Sector%20El%C3%A9ctrico%20Argentino%20.pdf>
- Urbiztondo, S. (2016). *La regulación de los servicios públicos en Argentina, 2003-2015: Lógica y balance de tres períodos presidenciales bajo un mismo signo político*. Documento de trabajo N°124, FIEL.

Sitios web consultados

- CAMMESA. <http://portalweb.cammesa.com>
- ENRE. <http://www.enre.gov.ar/>
- Fundación para el desarrollo eléctrico. <http://www.fundelec.org.ar>
- Asociación de distribuidores de energía eléctrica de la República Argentina. <http://www.adeera.com.ar/>
- Información legislativa y documental <http://www.infoleg.gob.ar/>
- Sitio oficial <https://www.argentina.gob.ar/>
- Sitio oficial Instituto Argentino del Petróleo y del Gas <http://www.iapg.org.ar/>
- energiademipais.educ.ar

Glosario de términos

CAMMESA: Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista S.A.

CVP: Costo Variable de Producción: Costo de producir un kWh para una máquina de generación. Es declarado por cada generador para cada máquina y cada tipo de combustible.

ENARSA: Energía Argentina S.A., empresa creada por Ley N° 25.943 en octubre de 2004 para actuar en toda el área energética.

ENRE: Ente Nacional Regulador de la Electricidad: Organismo autárquico encargado de regular la actividad eléctrica y controlar que las empresas del MEM cumplan sus obligaciones.

FONDO DE ESTABILIZACION: Fondo destinado a compensar las diferencias entre el pago a los generadores al precio spot y el cobro a los distribuidores a precio estacional.

FONINVEMEM: Fondo para inversiones necesarias que permitan incrementar la oferta de energía eléctrica en el MEM, creado por Resolución SE 712/04.

GNL: Gas Nacional Licuado.

LOS PROCEDIMIENTOS: compendio de procedimientos para la programación, despacho de carga, cálculo de precios.

MARGEN DE RESERVA: diferencia que existe entre la demanda máxima que se puede alcanzar en el sistema y la capacidad de generación con la que cuenta el parque generador. Se calcula para cada programación de despacho.

MEM: Mercado Eléctrico Mayorista

MEMPS: Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico.

PAFTT: Prestación adicional de la función técnica de transporte.

POTENCIA DISPONIBLE suma de las potencias de todos los generadores disponibles en un momento determinado para cubrir el consumo, sin contar las centrales generadoras que se encuentran fuera de servicio o en revisión, o que por avería no pueden funcionar.

POTENCIA INSTALADA: Suma de las potencias nominales de todos los generadores eléctricos del sistema (medida en MW o GW)

POTENCIA NOMINAL: Valor especificado en la chapa característica de la máquina que indica la potencia máxima en servicio continuo para la cual ha sido diseñada la misma.

PRONUREE: Programa Nacional De Uso Racional y Eficiente de la Energía creado en 2007 y destinado a promover la eficiencia energética.

PUREE: Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica: Establecido en 2004, sistema de premios y castigos a los usuarios de acuerdo a la evolución de su consumo respecto a un año base.

REMUNERACION DE POTENCIA: consiste en un pago a máquinas térmicas y centrales hidroeléctricas por un servicio que remunera la disponibilidad para operar. La misma se remunerará en ciertas horas, en forma independiente del despacho real.

RTI: Revisión Tarifaria Integral

SADI: Sistema Argentino de Interconexión: comprende el conjunto de instalaciones de transmisión, transformación, compensación y maniobra que integran el sistema de transporte de alta tensión y los sistemas de transporte por distribución troncal de las distintas regiones eléctricas del país.

SE: Secretaria de Energía: autoridad máxima del sector.

STD: Sobre costo transitorio de despacho

UNIREN: Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos: Unidad creada en el ámbito del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, con la misión de renegociar los contratos de obra y servicios públicos dispuesta por la ley 25.561/02, suscribir acuerdo y elevarlos para aprobación por el PEN y el Congreso.

VAD: Valor Agregado de Distribución.

Unidades de potencia

W: en inglés Watt o vatio = Unidad de potencia

KW: Kilowatt = Unidad equivalente a 1000 watts

MW: Megawatt o megavatio = Unidad equivalente a 1 millón de watts

GW: Gigawatt = Unidad equivalente a 1000 millones de watts

KWH Kilovatio hora, es la unidad que expresa la relación entre energía y tiempo. Se utiliza para medir el consumo de energía.

GWH: Gigawatt-hora, unidad que expresa la relación entre energía y tiempo. Se utiliza para medir el consumo de energía.

Unidades de tensión

KV: Kilovoltio = 1000 voltios (es una magnitud física que cuantifica la diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos)

