

LUIS FERNEY
MORENO CASTILLO

VÍCTOR RAFAEL
HERNÁNDEZ-MENDIBLE

(COORDINADORES)

DERECHO DE LA ENERGÍA EN AMÉRICA LATINA

TOMO I

UNIVERSIDAD EXTERNADO DE COLOMBIA

JULIO C. DURAND

La regulación del sector eléctrico en Argentina

I. PROPÓSITO DE ESTE TRABAJO

El propósito de este trabajo es describir la regulación del sector eléctrico en la República Argentina. Sin embargo, es imposible abordar el tema sin explicar primero algunas circunstancias peculiares vinculadas a la actualidad de la industria.

Como veremos más adelante, las normas fundamentales del “marco regulatorio eléctrico” argentino —*i.e.*, las normas que estructuran el funcionamiento de la industria eléctrica en este país— fueron diseñadas a principios de la década de 1990, en el marco de un proceso de privatización y liberalización de la economía en general, y de los servicios públicos en particular.

A partir de la crisis de 2002, y de las graves dificultades del sector energético en los años subsiguientes, ese marco regulatorio se mantuvo *formalmente* vigente, pero fue desvirtuado en la práctica por numerosas decisiones generales y particulares de las autoridades, que improvisaron remedios parciales, en general ineficaces y a menudo incompatibles con las bases de la legislación. Mientras tanto, la industria eléctrica mostró un inexorable deterioro, cuya cara más visible es el notorio desmejoramiento de la calidad del servicio.

La nueva administración del país (desde diciembre de 2015) ha declarado la “emergencia del sector eléctrico nacional” con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017^[1], y ha anunciado su intención de retomar progresivamente el cumplimiento de las pautas originales del marco regulatorio. Si se logra este objetivo, la etapa iniciada en 2002 quedará probablemente en la historia como un periodo confuso, donde las reglas fundamentales de la industria eléctrica fueron sacrificadas en el altar de las necesidades de corto plazo, con un resultado que personalmente estimo negativo.

En cualquier caso, describir el estado actual de la regulación —al comienzo del año 2016— es una tarea plagada de dificultades, porque la industria marcha hoy al ritmo de una cantidad asombrosa de disposiciones generales y particulares posteriores a 2002 (a veces en la forma de resoluciones, pero también como simples notas, o incluso prácticas administrativas sin respaldo normativo alguno). Esta compleja descripción, aun si pudiese realizarse con éxito, tendría una utilidad relativa, ya que el gobierno ha anunciado su intención de eliminar progresivamente las distorsiones y regresar al sistema original.

1 Cfr. Decreto 134/2015, publicado en el *Boletín Oficial* del 17/12/2015.

A la luz de lo expuesto, preferimos *describir la regulación del sector eléctrico tal como fue diseñada originalmente, y explicar el funcionamiento de la industria tal como se previó en esas normas*. No podemos dejar de advertir, entonces, que la utilidad de este trabajo depende de que en el futuro próximo se produzca la anunciada “readaptación” de la industria, de un modo que permita volver a cumplir progresivamente con las reglas fundamentales del marco regulatorio vigente.

En cuanto al plan de la exposición, para cumplir con el propósito del trabajo es necesario comenzar por exponer algunos conceptos básicos, y relatar los antecedentes históricos de la industria (secc. II). Sobre esa base, describiremos a continuación las normas del “marco regulatorio” sancionado a partir de 1992 (y todavía formalmente en vigor), haciendo énfasis en sus características esenciales (secc. III). Luego analizaremos en particular la regulación aplicable a las actividades de generación, transporte y distribución de energía eléctrica (secc. IV). Como veremos, los agentes compradores y vendedores de energía interactúan en un ámbito denominado “mercado eléctrico mayorista”, cuyo funcionamiento se describe en la sección V. Para completar esta descripción, en último lugar (secc. VI) describiremos con mayor detalle el proceso de deterioro del sector a partir del año 2002.

II. ANTECEDENTES Y CONCEPTOS BÁSICOS

En Argentina se aplican a la energía eléctrica las disposiciones referentes a las “cosas”, es decir, a los objetos materiales con contenido económico². Esto permite que la propiedad de la energía se transfiera por medio de contratos onerosos, habitualmente llamados “contratos de abastecimiento” cuando vinculan a un generador con un distribuidor o un “gran usuario”, o “contratos de suministro” cuando son celebrados entre un distribuidor y un usuario final.

² La Ley 15.336, de 1960, había aclarado en su artículo 2.º que –a los fines de dicha ley– “la energía eléctrica [...] se considerará una cosa jurídica susceptible de comercio por los medios y formas que autorizan los códigos y leyes comunes”. Ocho años más tarde, la Ley 17.711 reformó el artículo 2311 del Código Civil, y agregó el siguiente texto: “Las disposiciones referentes a las cosas son aplicables a la energía y a las fuerzas naturales susceptibles de apropiación”. El nuevo Código Civil y Comercial sancionado por Ley 29.994 (con vigencia a partir del 01/08/2015) mantuvo esta norma en su artículo 16, reemplazando la expresión “apropiación” por “puestas al servicio del hombre”.

Es obvio que en la actualidad la energía eléctrica es una necesidad irremplazable para las familias, los comercios y las industrias. Para atender de manera adecuada esta necesidad se ha desarrollado en nuestro país una “industria eléctrica”, expresión con la que se hace referencia al conjunto de operaciones materiales ejecutadas por una o varias personas con el propósito final de abastecer de energía eléctrica a una población determinada.

La “industria eléctrica argentina” ha tenido una evolución diversa, en la que puede notarse una clara influencia de las ideas políticas y económicas predominantes en cada momento. En un esfuerzo por sistematizar los elementos comunes de esta evolución, distinguiremos –por razones exclusivamente didácticas– tres etapas principales.

A. PRIMERA ETAPA

La primera etapa de la industria eléctrica argentina se desarrolla desde las últimas décadas del siglo XIX (fecha en que se registran los primeros antecedentes de la misma) hasta pasada la segunda mitad del siglo XX.

En esta etapa inicial, cada autoridad local (en principio a nivel municipal) asumió la responsabilidad de atender las necesidades relativas al suministro eléctrico de su propia población. Para ello recurrió –a tono con las ideas y prácticas de la época– a modalidades de “gestión indirecta”³ bajo un régimen de “servicio público”⁴.

Bastos y Abdala explican respecto de la Ciudad de Buenos Aires –la más importante del país–:

... [d]esde 1887, los servicios de electricidad [...] eran provistos por firmas privadas, las que fueron absorbidas por la empresa CATE (Compañía Alemana Transatlántica de Electricidad) en 1901. En 1907, la CATE obtuvo la concesión por el servicio a nivel municipal por un período de cincuenta años. Varios años después

3 Que se produce “cuando el Estado, sin relegar sus potestades ni renunciar a su titularidad[,] le encomienda a un particular, por lo común dotado de organización empresaria, la prestación de un servicio público”: CASSAGNE, JUAN CARLOS, *Derecho administrativo*, Buenos Aires, Abeledo-Perrot, 1998, t. UU, p. 440.

4 De acuerdo a la Constitución Nacional, la competencia para crear y organizar un servicio público corresponde, por principio, a la jurisdicción provincial, pues “se trata de potestades cuyo ejercicio general no fue delegado por las provincias al constituir la unión nacional”: MARIENHOFF, MIGUEL SANTIAGO, *Tratado de derecho administrativo*, Buenos Aires, Abeledo-Perrot, 1993, t. II, pp. 89-90.

(1921), esta concesión fue transferida a CHADE (Compañía Hispano Argentina de Electricidad). Afectada por la Guerra Civil española, CHADE se transforma en CADE (Compañía Argentina de Electricidad) en 1936, con la mayoría de las acciones en poder de capitales privados franceses. Un pequeño segmento del mercado de Buenos Aires fue atendido por la CIAE (Compañía Ítalo Argentina de Electricidad), formada con capitales suizos en 1912. En 1936, tanto CADE como CIAE obtuvieron extensiones de cuarenta años en sus respectivas concesiones, las cuales serían objeto de controversias de orden jurisdiccional en el futuro⁵.

B. SEGUNDA ETAPA

A mediados del siglo XX, el crecimiento demográfico y la progresiva extensión del suministro eléctrico a todos los sectores de la población pusieron de manifiesto las serias limitaciones de las jurisdicciones locales para regular con eficiencia el servicio público de electricidad⁶. En estas circunstancias comenzó a delinearse la segunda etapa de la industria eléctrica, marcada por un creciente protagonismo del Estado central.

El advenimiento de esta segunda etapa era históricamente inevitable: es fácil comprender que, en virtud del carácter naturalmente interjurisdiccional de esta industria, una vez superado cierto grado de desarrollo resulta económicamente inconveniente que cada municipio, en forma aislada, organice y mantenga en funcionamiento una “industria eléctrica” particular. Como se indica en la exposición de motivos de la Ley 14.772, a la que más adelante nos referiremos, en algún momento la extensión del servicio determina la existencia de “hechos nuevos emergentes de una comunidad compacta que se mueve uniformemente con absoluta prescindencia de los límites políticos regionales”, cuyas necesidades escapan “a las posibilidades de las autoridades locales”.

A la luz de esta realidad, en un primer momento algunas jurisdicciones provinciales (Buenos Aires⁷ y Santa Fe⁸) decidieron “centralizar” la competencia para regular la prestación de los servicios públicos de electricidad,

5 BASTOS, CARLOS MANUEL y ABDALA, MANUEL ÁNGEL, *Transformación del sector eléctrico argentino*, s. d., 1993, p. 7.

6 En particular –señalan Bastos y Abdala– porque las estructuras municipales se vieron imposibilitadas de atender el crecimiento de la demanda eléctrica impulsado por “[l]a política de industrialización llevada a cabo por el gobierno en la década del cuarenta”: ob. cit., p. 9.

7 Ley 5156, del 12/09/1947.

8 Ley 3644, del 28/12/1949.

quitándosela a las comunas para traspasarla a entes con dependencia directa del gobierno provincial.

Más adelante, el gran desarrollo alcanzado por la Ciudad de Buenos Aires y los partidos vecinos de la provincia decidió al Poder Ejecutivo a elevar un proyecto de ley al Congreso, en el año 1958, con un mensaje donde se diagnosticaba con toda claridad:

La extraordinaria concentración humana e industrial en la zona geográfica constituida por la Capital federal y los partidos circunvecinos de la Provincia de Buenos Aires, viene creando desde tiempo atrás situaciones críticas en el orden energético, que las autoridades municipales se han visto impedidas de resolver [...] Bien es cierto que en el pasado los suministros del fluido eléctrico a las respectivas localidades fueron materia específica de los poderes locales, desarrollándose esta función sin alternativas que dieran motivo a un enfoque de orden superior; pero hoy, los hechos que se acumulan superan las estructuras municipales para desarrollarse en la esfera de lo nacional en múltiples aspectos.

Así, con mención de las atribuciones previstas en los artículos 26 y 67, incisos 12 y 16 de la Constitución Nacional (CN)⁹, y de los principios “que reglan el tráfico ferroviario y las postas y correos generales de la Nación”, el Poder Ejecutivo propuso al Congreso de la Nación que, en ejercicio de las facultades contempladas por el artículo 67, inciso 27 CN¹⁰, sometiese a su jurisdicción los servicios públicos de electricidad que se prestaban en la Capital Federal y ciertos partidos del Gran Buenos Aires.

El Congreso Nacional aprobó este proyecto, y el 16 de octubre de 1958 sancionó la Ley 14.772^[11], declarando “de jurisdicción nacional [...] los servicios públicos de electricidad interconectados que se prestan en la Capital Federal y en los siguientes partidos de la Provincia de Buenos Aires” (art. 1.º).

Mediante un acuerdo con las empresas CADE y CEP, que eran entonces las prestadoras del servicio público en la zona que se nacionalizaba, se constituyó una “sociedad anónima con participación estatal mayoritaria”¹² denominada SEGBA (Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires), y se le otorgó la concesión

9 Hoy art. 75, incisos 13 y 18.

10 Hoy art. 75, inciso 30.

11 Sanción: 17 de octubre de 1958; promulgación: 24 de octubre de 1958.

12 Participación que en el año 1961 llegó al 100%.

del servicio público nacional en la Capital Federal y los partidos adyacentes de la provincia¹³.

En el resto del territorio nacional, donde los servicios estaban mayoritariamente a cargo de operadores privados en virtud de concesiones otorgadas por las provincias, el Estado Nacional decidió intervenir directamente en la prestación, y lo hizo por intermedio de Agua y Energía Eléctrica Empresa del Estado (AyE), que a partir de allí tuvo un rol protagónico en el proceso nacional de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica¹⁴.

Un poco más tarde, en 1967, se creó Hidroeléctrica Norpatagónica Sociedad Anónima (Hidronor), a quien se otorgó la concesión para ejecutar y explotar obras hidroeléctricas, junto con la responsabilidad por la transmisión de la energía allí generada, desde el norte de la Patagonia hasta el litoral y el área del Gran Buenos Aires¹⁵.

De esta manera, y por intermedio de estas tres empresas (junto con la Comisión Nacional de Energía Atómica, a cargo de las centrales nucleares de generación incorporadas en la década de 1970^[16]) el Estado Nacional asumió una responsabilidad primaria en materia de abastecimiento de energía eléctrica en todo el territorio nacional¹⁷, a tono con la doctrina del llamado “Estado benefactor”.

C. TERCERA ETAPA

Por diversas razones el modelo estatista fracasó, y condujo a la grave crisis de abastecimiento de los años 1988 y 1989, cuando se registraron significativos déficits de energía en todo el país y debieron imponerse cortes regulares de suministro.

En particular el sector de distribución estaba afectado por tarifas que perseguían objetivos políticos, lucha contra la inflación y redistribución de ingresos (y por lo tanto no pudieron generar los recursos necesarios para la expansión y la explotación del sistema de distribución). Las pérdidas debían

13 BASTOS y ABDALA, *Transformación del sector eléctrico argentino*, s. d., 1993, p. 8.

14 Además de ser “el principal proveedor de irrigación y ejercer control sobre los recursos de los ríos”, como señalan BASTOS y ABDALA, ob. cit., p. 11.

15 Ley 17.574 (*Boletín Oficial* del 26/12/67).

16 Atucha I, incorporada en 1974, y Embalse Río Tercero, habilitada en 1983.

17 Con la notable excepción de la Compañía Ítalo Argentina de Electricidad, que recién fue integrada a SEGBA el 24 de noviembre de 1980.

ser cubiertas con subsidios del Estado Nacional por más US\$ 1.000 millones por año, que este ya no podía afrontar debido a la situación de quebranto generalizado. La calidad del servicio era deficiente, en especial en los meses de verano e invierno: un cliente residencial típico sumaba en promedio 10 cortes al año, y estaba sin suministro un total de casi 50 horas anuales.

En la década de 1980 —como una primera respuesta a la crisis que enfrentaba el Estado central— AyE emprendió un proceso de transferencia de sus unidades de generación, transmisión y distribución a la mayoría de las provincias.

Así, a comienzos de la década de 1990, el Estado Nacional, y las provincias¹⁸ —con relación a las instalaciones transferidas de AyE—, tenían a su cargo la gestión de la industria eléctrica en la mayor parte del territorio nacional. Como muestra del grado de intervención estatal basta con decir que en 1990 el 97% de la energía era generada por empresas públicas (estatales o provinciales)¹⁹.

Paralelamente, maduraban las condiciones que habilitarían el ingreso a la tercera etapa. A fines de la década de 1980 y comienzos de la siguiente comenzó a tomar cuerpo en nuestro país un cambio en la concepción del Estado, que luego se concretó —en cuanto aquí interesa— en un notable fenómeno de transferencia de empresas y bienes del Estado hacia los particulares, dentro del marco de la llamada “reforma del Estado” inspirada en el principio de “subsidiariedad”²⁰.

En ese contexto, la evidente situación de deterioro del sistema eléctrico, evidenciada en la crisis de los años 1988 y 1989, con frecuentes restricciones en el suministro durante el verano, junto con la necesidad de acompañar lo que se preveía que sería un fuerte crecimiento de la demanda eléctrica, producto de la reactivación que se esperaba como consecuencia de la Ley de Convertibilidad²¹, determinaron que el gobierno nacional iniciara un ambicioso proyecto de privatización de las empresas eléctricas a su cargo²².

18 Como Córdoba, por intermedio de la Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC), y la Provincia de Buenos Aires, mediante la Empresa Social de Energía de Buenos Aires (ESEBA).

19 Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos, *Argentine Electricity Sector*, documento presentado al “Seminar on Privatization”, Bruselas, noviembre de 1991.

20 Cfr. CASSAGNE, JUAN CARLOS, *Derecho administrativo*, Buenos Aires, Abeledo-Perrot, 1998, t. I, cap. II (“La transformación del Estado”), pp. 61 ss.

21 Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos, *Argentine Electricity Sector*, documento presentado al “Seminar on Privatization”, Bruselas, Noviembre de 1991.

22 Según los lineamientos del Capítulo II (“De las privatizaciones y participación del capital privado”) de la Ley 23.696 de 1989 (conocida como Ley de Reforma del Estado).

Las privatizaciones atrajeron a numerosos inversores extranjeros —especialmente de Estados Unidos, España, Francia, Italia y el Reino Unido— que se convirtieron en accionistas de las nuevas concesionarias²³.

Para este proceso, SEGBA fue dividida en siete unidades de negocio, privatizadas en forma independiente, incluyendo tres distribuidoras (EDENOR, EDESUR y EDELAP²⁴), a las que se otorgó una concesión para prestar el servicio de “distribución y comercialización”, en exclusividad, dentro de sus respectivas zonas²⁵.

Por su parte, AyE fue sometida a un “proceso de racionalización”²⁶, en el marco del cual transfirió sus instalaciones de distribución eléctrica a las provincias (quienes luego, en general, las privatizarían) y organizó sus unidades de generación en diferentes “unidades de negocio” que fueron luego transferidas al sector privado.

De HIDRONOR surgieron cinco unidades de negocio, cada una a cargo de una central hidroeléctrica cuya explotación fue otorgada en concesión a otras tantas sociedades anónimas, cuyas acciones fueron posteriormente puestas en venta por el Estado Nacional.

Las líneas de transporte anteriormente pertenecientes a AyE, Hidronor y SEGBA fueron divididas en “regiones” y posteriormente asignadas a concesionarios denominados “transportistas por distribución troncal”, y a una única transportista en alta tensión”, encargada de realizar la operación y el mantenimiento de las redes de transporte superiores a 220 kV que vinculan a las distintas regiones eléctricas.

Este proceso de privatización y liberalización de actividades dio inicio a la que hemos denominado tercera etapa en la evolución de la industria eléctrica,

23 DURAND, JULIO C., “Arbitrajes internacionales, servicios públicos y emergencia”, *La Ley*, 28/10/2013 (LL 2013-E).

24 Posteriormente EDELAP sería transferida a la jurisdicción de la Provincia de Buenos Aires (cfr. Decreto provincial 1.745/2011 y Decreto nacional 1.853/2011).

25 Tal como ha ocurrido en la generalidad de las privatizaciones eléctricas, el Estado Nacional especificó estas “unidades de negocio” y las puso en manos (mediante concesión, en el caso de los “servicios públicos”) de sociedades anónimas creadas a tal efecto, cuyo capital inicial era íntegramente estatal. A partir de allí se procedió a la “privatización” de estas nuevas sociedades, mediante la venta del paquete accionario de control.

26 BASTOS y ABDALA, *Transformación del sector eléctrico argentino*, s. d., 1993, p. 126. En el Anexo 1 de la Ley 23.696 (punto III) se declara a AyE sujeta a un “ordenamiento institucional empresario”, junto con “Hidronor y Generación de Energía de Otras Empresas Nacionales”.

cuyas características fundamentales se mantienen hasta la fecha –si bien desvirtuadas por la intervención estatal sobreviniente a la crisis de 2002.

Los siguientes capítulos describen el esquema regulatorio diseñado para esta tercera etapa, al que las autoridades del gobierno nacional han anunciado que pretenden regresar, una vez eliminadas las distorsiones incorporadas en la última década.

III. EL MARCO REGULATORIO ELÉCTRICO

A. COMPOSICIÓN DEL MARCO REGULATORIO ELÉCTRICO

En este trabajo entendemos por “marco regulatorio eléctrico” (MRE) al conjunto de normas básicas que regulan el funcionamiento de la industria eléctrica en la República Argentina y la interacción de sus participantes. Consideramos que el mismo está compuesto por:

- a) la Ley 15.336, de 1960^[27];
- b) la Ley 24.065, de 1992^[28] –que constituye el núcleo del MRE– (en adelante, Ley del Marco Regulatorio Eléctrico o LMRE);
- c) el Decreto 1.398/92, que aprobó la Reglamentación de la LMRE (en adelante, RLMRE);
- d) los “Procedimientos para la programación de la operación, el despacho de cargas y el cálculo de precios”, aprobados por la Resolución ex SEE 61/92 y sus numerosas modificatorias y complementarias, que constituyen una suerte de compilación de reglamentos administrativos aprobados por la ex Secretaría de Energía Eléctrica²⁹, conocidos generalmente como “los Procedimientos”.

Vale destacar que una acepción más restringida de la expresión “marco regulatorio eléctrico” es la que surge literalmente del artículo 92 LMRE, donde se considera que el mismo “se encuentra conformado por la ley 15.336 y la presente ley”. No obstante, para efectos expositivos creemos que es más útil

27 En su redacción actual, luego de la sanción de la Ley 24.065, que modificó algunos de sus artículos y suprimió otros.

28 Sobre “Normas que rigen la generación, transporte, distribución y demás aspectos vinculados con la energía eléctrica”, publicada en el *Boletín Oficial* del 16 de enero de 1992.

29 Organismo que tuvo varias denominaciones: Secretaría de Energía Eléctrica, Secretaría de Energía y Combustibles, Secretaría de Energía, etc.

una definición amplia, que incluya a las principales normas reglamentarias (que son las indicadas *supra*)³⁰.

Al momento de sancionar la Ley 24.065, el Congreso de la Nación se preocupó por especificar los objetivos de la política nacional en materia de abastecimiento, transporte y distribución de electricidad, a saber:

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

Otra definición importante de la ley es la del artículo 3.º, que confiere a la actividad privada la prioridad en la prestación de los servicios públicos de transporte y distribución de electricidad, reservando al Estado una función subsidiaria para cuando no existiere interés privado en la prestación de los mismos.

30 Desde una perspectiva aún más amplia, se ha postulado que la expresión también incluye “las normas de carácter contractual entre concedente y concesionario constituido por los Contratos de Concesión y la documentación integrante de los concursos que sirvieron de base a la venta del paquete mayoritario de acciones de las empresas concesionarias del sector, incluidas las disposiciones de los propios estatutos de tales empresas y, finalmente, las reglamentaciones emitidas por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD, sean estas de carácter general [...] o de carácter particular cuando el organismo se pronuncia respecto de cuestiones puntuales atinentes a las prestadoras de servicios públicos” (ANDINA SILVA DE ALFANO, MARÍA GRACIELA y SCHNEIDER, ROLANDO, “La reestructuración del sector eléctrico argentino a través del actual marco regulatorio: aspectos novedosos”, en *Jornadas Jurídicas sobre Servicio Público de Electricidad*, ENRE, Buenos Aires, 1995, pp. 87 y 88.

B. DISTRIBUCIÓN DE COMPETENCIA ENTRE LA NACIÓN Y LAS PROVINCIAS. EL CONFLICTO DE JURISDICCIONES

Como surge de la distribución de competencias prevista en la Constitución Nacional, en Argentina coexisten con la jurisdicción nacional, las jurisdicciones provinciales, en sus respectivos territorios, que abarcan todas las materias no delegadas en la Nación.

El “marco regulatorio eléctrico” es *nacional*, y sus normas centrales han sido dictadas por el Congreso de la Nación. La competencia del legislador nacional en esta materia surge de la “interjurisdiccionalidad” que caracteriza a varias cuestiones (como el transporte en alta tensión, el funcionamiento del mercado eléctrico mayorista en el que interactúan agentes de todo el país, etc.) y del interés nacional involucrado en asegurar el abastecimiento de toda la población.

De manera paralela, las provincias conservan su facultad para regular las materias no delegadas al poder central (esencialmente, aquellas que no se vinculan estrictamente con los componentes “interjurisdiccionales” del sistema), lo que incluye, por ejemplo, la posibilidad de organizar sus propios servicios de distribución en cada territorio.

La concreta distribución de competencias entre la Nación y las provincias ha dado lugar a numerosos conflictos³¹.

Debe tenerse presente que en la LMRE coexisten normas de alcance nacional con vigencia en todo el país —p. ej., las relativas al mercado mayorista— con otras que sólo se aplican a las distribuidoras “de jurisdicción nacional” (EDENOR, y EDESUR) como es el caso, por ejemplo, de las que prevén la participación del ente regulador en la determinación o revisión de las tarifas de distribución.

Asimismo, y a diferencia de lo que ocurría con la anterior Ley 15.336^[32], la LMRE también incluye —dentro de las normas con pretensión de aplicación nacional— ciertas disposiciones sobre la “distribución” de energía eléctrica, razón por la cual existen dificultades, en algunos casos, para precisar si la disposición

31 Un claro ejemplo es la disputa acerca de la posibilidad que tienen las provincias de fijar los valores del “peaje” a los “grandes usuarios” ubicados dentro del territorio provincial, y las permanentes controversias sobre el alcance de la potestad tributaria local.

32 Pues esta claramente se refería, en forma exclusiva, a los servicios de transporte y distribución “de jurisdicción nacional”.

legal se refiere exclusivamente a las distribuidoras de jurisdicción nacional³³ o si, en cambio, se aplica a todas las empresas, sean nacionales o provinciales³⁴.

Para justificar esta inclusión de normas sobre “distribución” con alcance nacional³⁵ podría decirse que con la creación de la categoría de los “grandes usuarios” (consumidores locales, conectados a las redes de las distribuidoras locales, que sin embargo realizan transacciones en el plano interjurisdiccional) se hizo necesario que la regulación nacional avance sobre la local, para establecer las pautas generales que permitan efectivamente la actuación de esos “grandes usuarios” en el mercado. Por otro lado, también podría decirse que el legislador nacional debió trazar los lineamientos básicos de un sistema coherente, que asegurase el abastecimiento a largo plazo de la población con invocación de la “cláusula del progreso” del artículo 75, inciso 18 CN, o la asignación de los llamados “poderes implícitos” del inciso 32 del mismo artículo.

Sin perjuicio de ello, la aplicación de estas normas a las distribuidoras provinciales sólo puede justificarse en la necesidad de asegurar el adecuado funcionamiento del sistema sometido a jurisdicción federal, ya que de otro modo implicaría un avasallamiento indebido de las potestades locales.

Cabe apuntar, finalmente, que el artículo 98 LMRE dispone invitar a las provincias a adherir al régimen de la ley, “sin perjuicio de la aplicación, según su régimen propio, de las normas de naturaleza federal”. Como se aclara en el artículo 98 de la Reglamentación aprobada por Decreto 1.398/92, esta adhesión es “amplia, e implica que la Generación, el Transporte y la Distribución que se encuentre sujeta a jurisdicción provincial, así como la organización y ejercicio de la actividad de contralor se sujetarán a las disposiciones [de la Ley

33 Como, por ejemplo, es el indudable caso del artículo 3.º de la Ley 24.065, cuando dispone: “El transporte y la distribución de electricidad deberán prioritariamente ser realizados por personas jurídicas privadas a las que el Poder Ejecutivo les haya otorgado las correspondientes concesiones de conformidad con las disposiciones de las leyes 15.336, 23.696 y de la presente ley. El Estado por sí, o a través de cualquiera de sus entes o empresas dependientes, y a efectos de garantizar la continuidad del servicio, deberá proveer servicios de transporte o distribución en el caso en que, cumplidos los procedimientos de selección referidos en la presente ley, no existieren oferentes, a los que puedan adjudicarse las prestaciones de los mismos”.

34 Como es el caso, especialmente, de las reglas aplicables al distribuidor (nacional o provincial, indistintamente) en virtud de su calidad de agente del mercado (p. ej., la obligación de abonar al ENRE la “tasa de inspección y control” creada en el art. 20 de la Ley 24.065).

35 Que, en principio, parece revelar un contrasentido, pues si la potestad para organizar el servicio público de distribución es local, y no le ha sido delegada a la Nación, el Congreso no puede avanzar sobre ella.

24.065] sin que ello implique otorgar jurisdicción al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD sobre las actividades que no se encuentren sujetas a jurisdicción federal”³⁶.

C. CARACTERÍSTICAS FUNDAMENTALES DEL “MODELO ELÉCTRICO ARGENTINO” DEFINIDO POR EL MRE

El MRE —y en particular la Ley 24.065, que constituye su núcleo fundamental— ha jugado un rol primordial en la organización de la industria eléctrica argentina, al sentar las bases que permitieron el desarrollo del proceso de privatización que caracteriza al inicio de la tercera etapa de la actividad.

Así lo han destacado algunas de las personas que intervinieron directamente en ese proceso, al enfatizar que “[e]n un proceso completo de transformación como el del sector eléctrico argentino, la privatización y el marco regulatorio son dos elementos indisolubles”³⁷.

No es tarea sencilla identificar los rasgos más importantes de la regulación, de un modo que permita definir al sistema argentino en pocas palabras. Hecha esta reserva, postularemos que las características fundamentales de la industria eléctrica argentina, tal como ha sido regulada por el MRE, son las siguientes:

a) separación de la industria en tres actividades diferentes (generación, transporte y distribución), con una regulación también diferente para cada uno de los segmentos³⁸;

³⁶ La citada norma de la reglamentación aclara que esta adhesión amplia se diferencia de la adhesión “de índole restringida” establecida en el inciso h) del artículo 70 de la ley (que es la que ha sido decidida por la generalidad de las provincias) y que consiste en la adhesión “a los principios tarifarios” (contenidos en los arts. 40 y 41 de la ley).

³⁷ También vale recordar que, en el debate que precedió a la sanción de la Ley 24.065, el diputado por Mendoza, Bordín Carossio, aclaró el propósito del Congreso Nacional: “Mediante una ley marco, queremos propiciar una legislación clara y necesaria que despierte el interés del capital privado para que se sume a esta tan ansiada transformación del parque energético”. Dijo también que el instrumento más importante para alcanzar la transformación es “el marco regulatorio eléctrico [...] que formará parte de una ley de la Nación que nos permitirá contar con el encuadre jurídico necesario para la refundación del negocio eléctrico”.

³⁸ Y que implica la existencia de limitaciones a la constitución de empresas “integradas” (es decir, que desarrollen simultáneamente las actividades de generación, transporte y distribución) según las reglas previstas en los artículos 30 a 33 de la Ley 24.065. Esta división según el tipo de actividad se denomina separación “vertical” de la industria; la separación “horizontal” implica la división “territorial” de una misma actividad, tal como ocurrió con la actividad de distribución

b) desregulación y promoción de la competencia (“liberalización”) en la actividad de generación;

c) organización de los “servicios públicos” (transporte y distribución) y transferencia de su gestión a empresas privadas³⁹ por medio de contratos de concesión que prevén el “libre acceso” a las instalaciones⁴⁰, y un régimen tarifario que incluye –entre otras particularidades– la fijación de tarifas máximas que sean “justas y razonables”⁴¹, revisables periódicamente, de un modo que garantice al concesionario “una razonable tasa de rentabilidad” si opera con eficiencia⁴²;

d) creación y organización del mercado eléctrico mayorista, ámbito en el que se produce la interacción comercial entre los distintos agentes de la industria (compradores de energía y vendedores de energía)⁴³, y organización de un sistema de “despacho económico”;

e) creación de un ente regulador⁴⁴, bajo la forma de una entidad autárquica en jurisdicción de la Secretaría de Energía⁴⁵, con facultades reglamentarias, de control y jurisdiccionales⁴⁶.

Todas estas disposiciones del MRE componen una cierta manera de organizar y regular la industria eléctrica en nuestro país, que denominaremos “modelo eléctrico argentino”, entendiendo por tal a *la forma particular en que ha sido organizado el funcionamiento de la industria eléctrica argentina, según las normas del MRE*.

anteriormente a cargo de SEGBA (cuya zona original de concesión fue dividida en tres nuevas zonas, asignadas a empresas diferentes).

39 Cfr. art. 50 de la Ley 24.065. Nos referimos, obviamente, a los “servicios públicos” cuya titularidad corresponde al Estado Nacional: el “transporte en alta tensión”, el “transporte por distribución troncal” y la distribución dentro del área sometida a jurisdicción nacional.

40 En los términos del artículo 22 de la Ley 24.065.

41 Cfr. art. 40 de la Ley 24.065.

42 Cfr. art. 41 de la Ley 24.065. Cfr. MATA, ISMAEL, “Noción actual de servicio público”, en *Jornadas Jurídicas sobre Servicio Público de Electricidad*, ENRE, Buenos Aires, 1995, pp. 32 y 33.

43 Según dos modalidades: por medio de contratos libremente pactados o en condiciones *spot*.

44 El Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE).

45 Cfr. art. 54 de la Ley 24.065.

46 Cuya competencia es impuesta obligatoriamente para resolver “toda controversia que se suscite entre generadores, transportistas, distribuidores, grandes usuarios, con motivo del suministro o del servicio público de transporte y distribución de electricidad” (art. 72 de la Ley 24.065).

D. LA PERFORMANCE DEL MRE HASTA LA EMERGENCIA

Con escasas excepciones, a comienzos de la década de 2000 existía un consenso generalizado sobre el mérito de las normas del MRE, y su incidencia positiva en el desarrollo exitoso de la industria. El MRE exhibía una destacable estabilidad en sus disposiciones fundamentales (leyes 15.336 y 24.065)⁴⁷, junto con una saludable flexibilidad en las normas de detalle y las especificaciones técnicas (en particular, “los Procedimientos”, en los que la Secretaría de Energía tuvo la buena idea de “codificar” las normas que regulan la operación, el despacho y la formación de precios en el mercado mayorista, y ordenan la conducta de los agentes del mismo).

Esto revela un buen diseño estructural, capaz de mantener en el tiempo las bases fundamentales de la actividad, sin impedir las renovaciones necesarias en aspectos puntuales, a tono con la evolución de la realidad.

El otro dato que aparece con indiscutible nitidez, hasta 2001, es el del éxito de este modelo para atender las necesidades energéticas de la población—incluso en épocas de crecimiento de la demanda— a costos competitivos. Obviamente el modelo no ha estado exento de defectos⁴⁸, pero el resultado general era francamente positivo. Los datos estadísticos que así lo demuestran son numerosos e incontrovertibles, por lo que nos limitamos a señalar los siguientes:

47 Tal vez las únicas modificaciones trascendentes en las normas básicas hayan sido, por un lado, el Decreto 186/95 mediante el cual se introdujo la figura del “comercializador” (que había sido omitida *ex profeso* al momento de la sanción de la ley 24.065, luego de un irónico debate, aunque figuraba en el proyecto original) y el Decreto (delegado) 804/01, posteriormente derogado por Ley 25.468, que procuró solucionar los que se identificaron como los principales problemas del modelo en ese momento: la falta de incentivos para la realización de ampliaciones en el sistema de transporte, y para la celebración de contratos de abastecimiento a largo plazo.

48 Daniel Suazo, partiendo de reconocer “lo exitoso del modelo de regulación implementado en el sector eléctrico argentino”, identifica varios problemas que no se resolvieron adecuadamente en la etapa inicial de la reforma: el insuficiente desarrollo del mercado de contratos, ya que el precio que se traslada a la tarifa se basa en el precio *spot*; la eventual paralización de inversiones en generación, por la aplicación de criterios tendientes a provocar una baja desmedida del precio *spot* (con el riesgo de conducir a un precio que no remunere adecuadamente nuevas inversiones o sustente las existentes); las dificultades para concretar expansiones en el sistema de transporte, y las dificultades para la realización de los procesos de revisión tarifaria en transporte y distribución, por la politización de los mismos (SUAZO, DANIEL, *El proceso de reestructuración y el esquema regulatorio del sector eléctrico argentino. Experiencias, reflexiones y perspectivas*, s. d.).

- Los precios mayoristas de la energía descendieron de aproximadamente US\$ 50/MWh a US\$ 23,5/MWh en 2001, y la tarifa final al cliente se redujo un 25%.
- A partir de inversiones por más de 12.000 millones de dólares, la indisponibilidad del parque de generación descendió del 52% al 25%.
- Entre 1992 y 2001 la mejora en la calidad del servicio en el área de distribución sujeta a jurisdicción federal fue del 70%, medida en cantidad de cortes (al pasar de 13,6 cortes/año a 4,1), y aún mayor si se la mide en tiempo de servicio (de 50 horas/año se pasó a 5).
- En este escenario, la rentabilidad promedio del sector eléctrico entre 1994-2000, según datos de FLACSO, fue del 5,6%, cifra que está lejos de cualquier concepto de “ganancias extraordinarias”.

IV. REGULACIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE GENERACIÓN, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN

A. LA GENERACIÓN

Como lo hemos adelantado, el MRE incluye entre sus principios fundamentales una separación de las distintas actividades vinculadas con el negocio: la generación, el transporte y la distribución, cada una de ellas sujeta a una reglamentación particular.

La actividad de generación, como tal, no constituye un servicio público y “debe ser sólo regulada en aquellos aspectos y circunstancias que afecten el interés general”⁴⁹.

Su realización no requiere de autorización previa del Poder Ejecutivo (a diferencia del régimen anterior, definido en el antiguo artículo 14 de la Ley 15.336) y cualquier particular –sujeto al cumplimiento de ciertos requisitos formales, verificados por la Secretaría de Energía⁵⁰– está habilitado para incorporarse a la actividad y vender su producción en el mercado eléctrico mayorista (MEM).

49 Cfr. art. 3.º de la Reglamentación de la Ley 24.065, aprobada por Decreto 1.398/92. A pesar de no tratarse de un “servicio público”, la actividad de generación “en cualquiera de sus modalidades, destinada total o parcialmente a abastecer de energía a un servicio público[,] será considerada de interés general, afectada a dicho servicio y encuadrada en las normas legales y reglamentarias que aseguren el normal funcionamiento del mismo” (cfr. art. 1.º de la Ley 24.065, que reitera el texto del artículo 3º de la Ley n.º 15.336 aún vigente).

50 Es decir que, de acuerdo a lo previsto en “los Procedimientos”, se requiere en definitiva de una “habilitación” o –si se quiere, en sentido amplio– “autorización”. Sin embargo, esta es mera-

Sin embargo, es sabido que la generación de energía puede obtenerse de diversos medios, y a partir de allí se habla de actividad de generación “térmica”, “hidráulica”, “nuclear”, etc.

La regulación de las diversas modalidades de generación no es uniforme. En este sentido, por ejemplo, el artículo 5.º RLMRE, aprobada por Decreto 1.398/92, dispone: “La actividad de generación de energía eléctrica de origen térmico no requiere autorización previa del PODER EJECUTIVO NACIONAL para su ejercicio, en cambio, la de origen hidroeléctrico estará sujeta a una concesión de explotación, en los términos del Artículo 14 de la Ley n.º 15.336”⁵¹.

Dentro de las centrales hidroeléctricas de generación se destacan proyectos binacionales (Yacyretá, con la República Federativa del Brasil, y Salto Grande, con la República Oriental del Uruguay) cuya naturaleza jurídica internacional conlleva la aplicación de un régimen jurídico particular.

En fecha reciente, y en el marco de los acuerdos mundiales sobre cambio climático, se ha procurado dar un impulso al desarrollo de energías renovables, al establecer que los usuarios deberán proveerse obligatoriamente de energías renovables en una proporción creciente a partir de 2017, y prever el otorgamiento de ciertos beneficios promocionales, con el objetivo de lograr que el 20% del consumo nacional de energía provenga de fuentes renovables en 2025^[52].

Sin perjuicio de sus diferencias, y de los regímenes jurídicos particulares aplicables a su actividad específica, de cara a su actuación en el MEM, los generadores de las distintas clases reciben un tratamiento que –salvo ciertas excepciones particulares– es idéntico.

En esta materia, la intención manifiesta de la ley es promover la competencia en el sector de la generación, por medio de un sistema en el que los generadores obtengan ingresos suficientes para asegurar el abastecimiento de la demanda a largo plazo⁵³.

mente formal, y no puede asimilarse a la “autorización” entendida como técnica de intervención del Estado en la economía (CASSAGNE, *Derecho administrativo*, t. II, cit., pp. 464 ss.) tal como ocurría con la antigua exigencia de la Ley 15.336.

51 Que dispone: “Se requiere concesión: 1. Para el aprovechamiento de las fuentes de energía hidroeléctrica de los cursos de agua pública, cuando la potencia normal que se conceda exceda de 500 kilovatios...”.

52 Cfr. el régimen de “Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica”, aprobado por Ley 27.191, *Boletín Oficial* del 21/10/2015.

53 Cfr. art. 2, incisos e) y f) de la Ley 24.065.

B. EL TRANSPORTE

El transporte interjurisdiccional ha sido declarado “servicio público”⁵⁴ en el artículo 1.º LMRE.

Esta declaración legislativa de la actividad como “servicio público” (la denominada “*publicatio*”) implica que el Estado asume la titularidad de la actividad, y determina la aplicación de un régimen jurídico peculiar y específico, propio del derecho administrativo⁵⁵. Esto determina, como consecuencia, que el Estado tiene la facultad de “organizar” el servicio público dictando las reglas que regulen su funcionamiento.

Ahora bien, sin perjuicio de la apuntada titularidad estatal, el artículo 3.º LMRE prevé que la actividad *debe* ser realizada “prioritariamente [...] por personas jurídicas privadas a las que el Poder Ejecutivo les haya otorgado las correspondientes concesiones”, tal como ocurre en la actualidad.

La misión del “transportista”, definida en el artículo 7.º LMRE, es la “transmisión y transformación [...] desde el punto de entrega de [la] energía por el generador, hasta el punto de recepción por el distribuidor o gran usuario, según sea el caso”. Más concretamente, de la lectura de los contratos de concesión de las transportistas surge que la obligación inmediata de la concesionaria es “la operación y mantenimiento de las líneas” que le han sido concesionadas, de forma tal de mantener su “disponibilidad” (es decir, la condición en la cual las instalaciones son efectivamente idóneas para transmitir y transformar la energía) con independencia de la efectiva transmisión de dicha energía⁵⁶.

La operación y el mantenimiento de las líneas de transporte en extra alta tensión anteriormente pertenecientes a AyE, Hidronor y SEGBA fueron asigna-

54 Art. 1.º de la Ley 24.065. El artículo 1.º de la Reglamentación de esta ley explica que la caracterización del transporte como “servicio público” obedece a su “naturaleza monopólica”.

55 Cfr. CASSAGNE, *Derecho administrativo*, t. II, cit., p. 427. Este régimen jurídico peculiar es un aspecto del “régimen exorbitante” típico del derecho administrativo y está constituido “por una serie de prerrogativas, obligaciones y garantías” (ibíd., p. 433).

56 Los artículos 2.º y 3.º del “Régimen de Calidad de Servicio y Sanciones” aplicable a la concesión de TRANSENER y de las DISTROS (incluido como anexo en los respectivos contratos de concesión, y también transcrito en el Anexo 16 de “los Procedimientos”) prevén respectivamente: “Artículo 2.º Será responsabilidad de LA CONCESIONARIA prestar el SERVICIO PÚBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA [...] con un nivel de calidad satisfactorio”; “Artículo 3.º La calidad del SERVICIO PÚBLICO DE TRANSPORTE prestado por LA CONCESIONARIA se medirá en base a la disponibilidad del equipamiento de transporte, conexión y transformación y su capacidad asociada”.

dos a una sociedad posteriormente privatizada bajo el nombre de TRANSENER (la “transportista en alta tensión”), quien tiene la responsabilidad de operar y mantener las instalaciones de transporte en tensiones iguales o superiores a 220 kV que vinculan a las distintas regiones eléctricas entre sí.

A partir de esas mismas instalaciones de AyE se constituyeron otras sociedades anónimas, luego privatizadas, a las que se otorgó la concesión para la operación y mantenimiento del transporte “por distribución troncal”, entre 132 kV y 400 kV, dentro de cada una de las regiones eléctricas⁵⁷.

Sucintamente, las transportistas por distribución troncal tienen como misión vincular a los distintos agentes de la industria dentro de una misma región eléctrica, mientras que TRANSENER presta el servicio de transporte entre regiones eléctricas diferentes.

La remuneración del servicio de transporte está definida en los contratos de concesión de las transportistas, así como las penalidades por indisponibilidad de las líneas e instalaciones. El costo de la remuneración es trasladado a los usuarios finales de la energía (dentro de las facturas de la distribuidora) y a los grandes usuarios junto con el cargo por la potencia y energía contratadas en el mercado a término, o adquirida en condiciones *spot*.

El ente regulador, como encargado del control de la prestación del servicio público por parte de los concesionarios del servicio de transporte⁵⁸, ha entendido que las normas vigentes prevén la responsabilidad “objetiva” de las transportistas por todos los supuestos de indisponibilidades, aun las originadas en “caso fortuito o fuerza mayor”. Si bien toda indisponibilidad está sujeta a penalización, la cuantía de esta depende de la causa de la falla: de mayor a menor, se aplican diferentes penalidades para las “indisponibilidades forzadas”, las “indisponibilidades programadas” y las “indisponibilidades por caso fortuito o fuerza mayor”.

El artículo 23 del “Reglamento de Conexión y Uso del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica” (dentro del Anexo 16 de “los Procedimientos”, y

57 Estas empresas, conocidas como “transportistas por distribución troncal”, o “Distros”, son TRANSNOA, TRANSNEA, DISTROCUYO, TRANSCOMAHUE, TRANSBA y TRANSPA, y están encargadas, respectivamente, de la transmisión troncal en el NOA, el NEA, la zona de Cuyo, la región del Comahue, la Provincia de Buenos Aires, y la Patagonia. El transporte por distribución troncal en las restantes regiones del país está a cargo de las empresas provinciales (como en Córdoba) y de las distribuidoras nacionales (en el área del GBA).

58 Cfr. arts. 56, inciso a) de la Ley 24.065 y 56, inciso b) de la Reglamentación aprobada por Decreto 1.398/92.

repetido en un anexo de los contratos de concesión de todas las transportistas) prevé: “La responsabilidad de LA TRANSPORTISTA por las salidas de servicio e indisponibilidades de su SISTEMA DE TRANSPORTE se limitará a las sanciones determinadas en su CONTRATO DE CONCESIÓN, tanto en relación al Poder Concedente como frente a terceros”.

Las transportistas no tienen –al contrario de lo que ocurre con las distribuidoras– la obligación de invertir para expandir las instalaciones de transporte. Al contrario, la incorporación de nuevas instalaciones de transporte (tanto al Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión, otorgado en concesión a TRANSENER, como a los sistemas de transporte “por distribución troncal”, otorgados en concesión a las diferentes DISTROS) requiere de la tramitación y realización de una “ampliación”.

Estas “ampliaciones” implican la construcción de una obra de transmisión de energía eléctrica, que una vez completada se incorporará a alguna de las redes de transporte citadas en el párrafo anterior, para ser operadas y mantenidas por el transportista correspondiente⁵⁹.

Según se prevé en “los Procedimientos”, las “ampliaciones” pueden llevarse a cabo mediante varias metodologías, siendo las principales:

a) por “contrato entre partes”, cuyas condiciones son libremente pactadas entre el interesado en la construcción y la empresa constructora; en este caso, aunque la obra en cuestión se integra igualmente al sistema de transporte de que se trate (y queda, por ende, sujeta al principio de “libre acceso”), en ciertas condiciones el iniciador puede obtener la exclusividad del uso de la capacidad de transporte de la instalación (hasta un máximo del 90% de la capacidad, y por un plazo máximo de seis años);

b) por “concurso público”, a partir del cual, una vez emitido por el ente regulador el certificado de “conveniencia y necesidad pública” de la obra, y cumplido el procedimiento previsto por la reglamentación, todos los “beneficiarios” de dicha ampliación quedan obligados a soportar su costo en forma proporcional⁶⁰; la obra se integra al sistema de transporte correspondiente, y su uso se rige por la normativa general.

59 En algunos casos, que representan excepciones a la exclusividad de los transportistas, estas nuevas instalaciones son operadas y mantenidas por los llamados “transportistas independientes” (TI), quienes de todas maneras deben previamente recibir una licencia técnica del transportista con jurisdicción sobre esas instalaciones, y deben pagar a este un “cargo por supervisión”.

60 Por ello, sólo pueden dar inicio a esta “ampliación” aquellas personas que acrediten que su par-

Finalmente, también es posible requerir a la Secretaría de Energía la autorización para construir una “línea de transporte de uso particular”⁶¹, conforme lo previsto en el artículo 31 LMRE, en las condiciones reglamentadas por la Secretaría de Energía en su Resolución SE 179/98.

A fines de la década de 1990 existía un consenso amplio acerca de la insuficiencia de las señales económicas existentes para la expansión del sistema de transporte. Con el propósito de remediar este defecto se plantearon modificaciones regulatorias⁶², pero el tema fue finalmente opacado por la crisis que sobrevendría a partir de 2002.

C. LA DISTRIBUCIÓN

1. CONCEPTOS GENERALES

La actividad de distribución de energía eléctrica implica la adquisición de la energía mayorista, su transformación y transmisión hasta el punto de conexión con los usuarios finales, por medio de una red ubicada en un área territorial determinada, sobre la que el distribuidor tiene un derecho exclusivo.

La distribución de energía también configura un “servicio público”, según el artículo 1.º LMRE, y su realización ha sido encargada a un “distribuidor”, definido por la ley como “quien, dentro de su zona de concesión[,] es responsable de abastecer a usuarios finales que no tengan la facultad de contratar su suministro en forma independiente” (art. 9.º LMRE).

De acuerdo al modo en que está organizada la industria, el distribuidor es el “último eslabón” de la cadena que culmina con el abastecimiento al usuario final, y al mismo tiempo es el encargado de percibir de este el “precio” que remunera a todos los segmentos de la actividad.

La distribución en jurisdicción nacional ha sido encomendada a dos empresas privadas (EDENOR y EDESUR) en los términos de sus respectivos contratos de concesión.

ticipación como “beneficiarios” es igual o superior al 30% del total. Similarmente, cualquier beneficiario cuya participación sea igual o superior al 30% tiene la posibilidad de oponerse a la realización de la obra, caso en el cual la ampliación no podrá ser realizada.

61 Cuya actividad no se considera “servicio público”.

62 Cfr. el Decreto 804/2001, derogado poco tiempo después por la Ley 25.468 (*Boletín Oficial* del 16 de octubre de 2001).

Las provincias, a su turno, han optado, según el caso, por la “gestión indirecta” (otorgando la prestación de servicio a distribuidoras privadas, por medio de la concesión) o por la “gestión directa”, transfiriendo la responsabilidad del servicio a distribuidoras públicas, bajo diversas modalidades.

La prestación indirecta del servicio público de distribución de energía eléctrica implica, desde el punto de vista del distribuidor, la existencia de un doble orden de relaciones jurídicas: por un lado, una relación contractual de derecho público⁶³ con el poder concedente del servicio (nacional o provincial); por el otro, una relación entre la empresa y los usuarios ubicados dentro del área exclusiva de concesión.

El tema de la naturaleza de la relación entre el concesionario de un servicio público y sus usuarios ha sido debatido intensamente por la doctrina, sin que se haya arribado a una solución definitiva.

En el ámbito de las concesiones de jurisdicción federal no puede soslayarse que los contratos de concesión han previsto que cada uno de ellos “será regido e interpretado de acuerdo a las leyes de la República Argentina, y en particular, por las normas y principios de Derecho Administrativo, sin que ello obste a que las relaciones que la distribuidora mantenga con terceros se rijan sustancialmente por el derecho privado”⁶⁴.

De cualquier manera, no se encuentra en discusión que las “condiciones” que regulan esta vinculación se encuentran preestablecidas en normas de cumplimiento obligatorio para ambas partes, por lo que la determinación de la naturaleza jurídica de la relación entre la distribuidora y sus usuarios, si bien no carece de utilidad práctica, no necesariamente determina que todas las soluciones a las cuestiones jurídicas que puedan plantearse vayan a ser diferentes de acuerdo a la posición que se adopte, pues lo verdaderamente importante es identificar el contenido de la relación, tal como ha sido previsto por las normas⁶⁵ (sean legales, reglamentarias o contractuales).

63 “La concesión de servicio público es un ‘contrato administrativo’ *stricto sensu*”: MARIENHOFF, MIGUEL SANTIAGO, *Tratado de derecho administrativo*, Buenos Aires, Abeledo-Perrot, 1983, t. III-B, p. 588, n. 1152.

64 Asumimos –aunque puede ser opinable– que entre esos “terceros” mencionados por la norma cabe incluir a los usuarios, en tanto el contrato de concesión ha sido suscrito entre el Poder Ejecutivo y la concesionaria, y –*stricto sensu*– son “terceros” todas aquellas personas distintas de los celebrantes del acto.

65 Cfr. GRECCO, CARLOS M., “Servicio público y reforma del Estado”, en *Fragments y testimonios del derecho administrativo*, Buenos Aires, Ad-hoc, 1999, p. 381.

2. LA ACTUACIÓN DEL DISTRIBUIDOR EN EL MEM

El distribuidor es uno de los agentes reconocidos del mercado eléctrico. Desde el punto de vista “físico”, adquiere energía y potencia del MEM, en condiciones *spot* o en condiciones libremente pactadas con los generadores con quienes haya celebrado contratos⁶⁶.

A cambio, paga a CAMMESA (quien administra ese mercado mayorista) una factura que incluye: (i) un cargo por la energía consumida; (ii) un cargo por la potencia; (iii) los cargos del transporte, y (iv) varios cargos adicionales a la potencia y al transporte, como los cargos por reserva de potencia, por confiabilidad, etc.

De acuerdo a lo previsto en el artículo 36 LMRE, si adquiere energía en condiciones *spot* (cuyo valor cambia cada hora del día) el distribuidor paga un precio “estabilizado” que se modifica trimestralmente. Al mismo tiempo, CAMMESA administra un “fondo de estabilización”, donde se imputan los apartamientos (positivos o negativos) entre el precio estabilizado y el precio *spot* finalmente sancionado en el periodo en cuestión.

Una vez recibida esa energía, el distribuidor la transforma al nivel de tensión correspondiente y la entrega en el “punto de suministro” a cada uno de sus usuarios finales.

En el plano jurídico, el distribuidor se relaciona con sus usuarios de dos maneras diferentes: con los “usuarios regulados” o “usuarios finales” se establece una relación de “servicio público”, sobre cuya naturaleza ya hemos discutido más arriba. Respecto de los “grandes usuarios” ubicados dentro de la zona de distribución (es decir, los titulares de consumos que, por su magnitud, están habilitados a contratar su suministro en forma independiente con los generadores y comercializadores del sistema mayorista), el distribuidor les brinda solamente el servicio de “transporte” de energía, y por eso recibe de estos únicamente el equivalente al “valor agregado de distribución” (que en este caso se denomina “peaje”).

La magnitud de la potencia que permite a un usuario optar por convertirse en un “gran usuario” ha ido disminuyendo desde 5 MW al momento de la

66 En la práctica, y a excepción de los contratos “transferidos” al momento de la privatización, la regulación fracasó en generar señales suficientes para motivar la “contractualización” del abastecimiento a largo plazo, y las distribuidoras adquirieron su energía en condiciones *spot*. Junto a la falta de incentivos para la expansión del sistema de transporte, esta es quizá la principal crítica que puede hacerse a la regulación del MRE.

privatización de SEGBA hasta 30 kW (esto es, 0,03 MW, o sea cien veces menos) a partir de 1998, guiado por la intención de promover la competencia en el abastecimiento, con la intención de reducir los precios.

3. LOS CONTRATOS DE CONCESIÓN DE DISTRIBUCIÓN EN JURISDICCIÓN FEDERAL

Tal como dijimos antes, las empresas a cargo de la distribución de energía eléctrica en la Ciudad de Buenos Aires y sus partidos vecinos (originalmente tres, y actualmente dos) están sometidas a la jurisdicción de las autoridades nacionales.

Son sucesoras de SEGBA, y recibieron del Estado Nacional una concesión para el “servicio público” de distribución por un plazo de 95 años.

Los términos y condiciones de esa concesión están volcados en un documento denominado “Contrato de Concesión”.

Este Contrato otorga al distribuidor la exclusividad para la actividad en una zona territorial determinada, a cambio de la obligación de atender toda la demanda actual o futura (se entiende, de los usuarios que no tengan la facultad de contratar su suministro en forma independiente) (cfr. arts. 2.º, 16, 25 y conc. del Contrato).

El plazo de 95 años, indudablemente extenso, se encuentra dividido en “períodos de gestión” (el primero de 15 años, los siguientes de 10 años), y cada uno de estos a su vez está dividido en “períodos tarifarios” de 5 años (excepto el primero que es de 10 años).

Al vencimiento de cada “periodo tarifario” se recalcula la tarifa para el quinquenio siguiente. Al vencimiento de cada “periodo de gestión” se debe realizar además un concurso para la venta del paquete mayoritario de acciones de la distribuidora. El titular de esas acciones puede participar en el concurso, y debe presentar un precio (que idealmente representa la valorización de su participación en la compañía). En caso de no recibirse otra oferta superior, el titular conserva las acciones sin necesidad de realizar ningún desembolso. En caso de existir una oferta mejor, el titular está obligado a transferir las acciones al nuevo oferente, y recibe de este el precio.

Al vencimiento del Contrato, luego del plazo de 95 años, se realiza un concurso similar para el otorgamiento de una nueva concesión, y el titular anterior recibe el precio como única compensación por la entrega de todos los bienes afectados al servicio.

4. EL RÉGIMEN TARIFARIO DE LOS DISTRIBUIDORES DE JURISDICCIÓN NACIONAL

Según la LMRE, las tarifas deben ser “justas y razonables”, y proveerán a transportistas y distribuidores “que operen en forma económica y prudente, la oportunidad de obtener ingresos suficientes para satisfacer los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos, amortizaciones y una tasa de retorno”⁶⁷.

El régimen tarifario establecido en el Contrato de Concesión es —con ciertos matices— un sistema de “*price cap*”, con redeterminación de la tarifa cada 5 años, y la posibilidad de promover “revisiones extraordinarias” aun antes de ese plazo, en ciertas situaciones especiales⁶⁸.

Periódicamente el distribuidor factura y percibe de los usuarios finales un precio —determinado por la tarifa incluida en el Contrato, en función de la potencia puesta a disposición, y la energía consumida— que incluye, en primer lugar, el costo mayorista de la energía y potencia. Este costo es trasladado por la distribuidora a los usuarios, sin adiciones ni descuentos (el denominado “*pass-thru*”)⁶⁹.

En segundo lugar, el pago que el distribuidor recibe de cada usuario incluye un componente denominado “valor agregado de distribución”, que constituye la remuneración propiamente dicha que la concesionaria recibe por su actividad. Dentro de este VAD se incluyen conceptos tales como el “carga de expansión de redes”, los “costos de medición y facturación” y la rentabilidad de la empresa distribuidora.

La reglamentación de la LMRE (aprobada por Decreto 1.398/92) establece que el “costo propio de distribución” (es decir, el VAD) estará constituido por:

1. el costo marginal o económico de las redes puestas a disposición del usuario, afectado por coeficientes que representen las pérdidas técnicas asociadas

67 Art. 40.a de la Ley 24.065 (LMRE). La tasa de retorno, según el artículo 41 *ibídem*, deberá guardar relación con el grado de eficiencia y eficacia operativa de la empresa, y ser similar, como promedio de la industria, a la de otras actividades de riesgo similar o comparable nacional e internacionalmente.

68 Bajo el principio general consagrado en la LMRE, según el cual las tarifas “estarán sujetas a ajustes que permitan reflejar cualquier cambio en los costos del concesionario, que éste no pueda controlar” (art. 40.d LMRE).

69 Art. 40.c LMRE: “En el caso de tarifas de distribuidores, el precio de venta de la electricidad a los usuarios incluirá un término representativo de los costos de adquisición de la electricidad en el MEM”.

a los distintos niveles de tensión; 2. los costos de operación y mantenimiento, considerándose como tales a los gastos inherentes a la operación y mantenimiento de las redes puestas a disposición de los usuarios, y 3. los gastos de comercialización, incluyéndose en tal concepto a los gastos de medición y administrativos que se relacionen con la atención al usuario.

En una situación normal, el costo mayorista representa aproximadamente el 40% del total de la factura, el VAD el 20%, y el resto son impuestos.

En los subanexos del Contrato se incluyen las disposiciones concretas que implementan el sistema anteriormente descrito. De este modo, el Subanexo 1 (“Régimen tarifario y formato del cuadro tarifario”) consagra tres tarifas (T1, T2 y T3) según la magnitud de la potencia máxima en cada caso, y establece los cargos correspondientes a cada una; el Subanexo 2 incluye el “Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario”⁷⁰ y prevé el cálculo de la tarifa en dólares estadounidenses, y su ajuste por índices de precios de Estados Unidos (disposiciones que deben entenderse afectadas por el art. 8° de la Ley 25.561, cuestión sobre la que volveremos más adelante), y el Subanexo 3 incluye el Cuadro Tarifario inicial.

La vigencia de este cuadro tarifario inicial se previó en 10 años, al término de los cuales debería realizarse la primera “revisión tarifaria integral” (que luego se repetiría cada 5 años). Lamentablemente, en 2002 —cuando debían iniciarse los trabajos para la primera revisión tarifaria— la crisis que condujo al dictado de la Ley 25.561 ya se había manifestado, y esta revisión jamás se realizó.

5. EL RÉGIMEN DE CALIDAD DEL SERVICIO EN LA DISTRIBUCIÓN DE JURISDICCIÓN NACIONAL

La contrapartida del régimen tarifario es el “régimen de calidad del servicio”, ya que a cambio del derecho a recibir la tarifa, la distribuidora está obligada a prestar el servicio de acuerdo a ciertas pautas de calidad.

El Decreto 1.398/92 (reglamentario de la Ley 24.065) dispone en su artículo 1.º atribuir a la actividad de distribución de energía eléctrica, por su condición de monopolio natural, el carácter de *servicio público* (conforme también al art.

70 En este subanexo se recogen los principios fundamentales de la Ley 24.065 en materia tarifaria, y se dispone que el Cuadro Tarifario “se recalculará cuando se produzcan variaciones en los precios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), cuando corresponda actualizar los costos propios de distribución (de acuerdo a lo detallado en el punto D) del presente procedimiento), y cuando corresponda aplicar los factores indicados en el punto C) del presente procedimiento”.

3.º de la Ley 15.336, aún vigente). Como tal, está sujeto a la regulación estatal que consistirá –como dice el mismo artículo– “en la fijación de las tarifas a aplicar y *en el control de la calidad de la prestación del servicio*”.

De acuerdo a lo previsto en el artículo 54 del Decreto 1.398/92, el ENRE deberá “concentrar su función de contralor del concesionario de distribución de energía eléctrica *sobre la calidad del servicio prestado*”. Calidad de servicio, como continúa diciendo el citado artículo, que es “el conjunto de normas que especifiquen la calidad de la energía eléctrica a suministrar (producto) y del servicio a prestar, desde el punto de vista técnico y comercial”. En cumplimiento de esta “función de contralor”, el ENRE evalúa tres parámetros básicos de calidad:

- a) Calidad del “producto técnico”: analiza el nivel de tensión y sus perturbaciones (variaciones rápidas y caídas lentas de tensión, y armónicas);
- b) Calidad del “servicio técnico”: tiene en cuenta la cantidad de interrupciones en el suministro, y la duración de las mismas;
- c) Calidad del “servicio comercial”: que mide los plazos en que se responden las solicitudes de suministro, la exactitud de la facturación, y en general la eficiencia de las tareas vinculadas a la atención comercial de los usuarios.

Como continúa diciendo el decreto, “El contrato de concesión de distribución deberá establecer, claramente, las normas de calidad de servicio que regirán las condiciones de su prestación. Asimismo fijará *los límites de lo que se considera un servicio prestado satisfactoriamente*, nivel a partir del cual se reglamentarán las penalidades por incumplimiento de tales normas”.

El sistema de control implementado para la actividad de distribución, entonces, se limita al control del cumplimiento de estas pautas de calidad, y no exige –como en otros ámbitos– el cumplimiento de un nivel determinado de inversiones, o la realización de ciertas obras específicas. Al contrario, dice expresamente el decreto que “El concesionario determinará, a su criterio, los trabajos e inversiones que estime necesario llevar a cabo a los efectos de dar cumplimiento al nivel de calidad preestablecido”. En forma coincidente, el artículo 16 del Contrato dice que “Es exclusiva responsabilidad de LA DISTRIBUIDORA realizar las inversiones necesarias para asegurar la prestación del SERVICIO PÚBLICO conforme al nivel de calidad exigido en el Subanexo 4”.

El mismo ENRE es el encargado de “aplicar las sanciones previstas en la presente ley, en sus reglamentaciones y en los contratos de concesión, respetando

en todos los casos los principios del debido proceso”⁷¹; por otra parte, “Las violaciones o incumplimientos de los contratos de concesión de servicios de transporte o distribución de electricidad serán sancionados *con las penalidades previstas en los respectivos contratos de concesión*”⁷².

Las disposiciones particulares sobre el nivel de calidad del servicio que el distribuidor debe proveer, y las sanciones en caso contrario, se encuentran en el Subanexo 4 de los Contratos de Concesión de jurisdicción nacional.

Así, resumiendo lo expuesto, el ENRE evalúa el cumplimiento o apartamiento de las normas de calidad previstas en el Contrato, aplicando una penalidad en el último supuesto.

El ente regulador también ha dictado normas reglamentarias sobre la materia, por ejemplo la Resolución ENRE 25/93^[73] y la Resolución ENRE 527/96, cuyo Anexo 1 se denomina “BASE METODOLÓGICA PARA EL CONTROL DEL SERVICIO TÉCNICO DURANTE LA ETAPA 2”. En dicho Anexo se dispuso: “En el cómputo de los indicadores de Calidad del Servicio Técnico se considerarán todas las interrupciones mayores a tres minutos, salvo las que sean aceptadas por el Organismo como originadas en causales de Fuerza Mayor”⁷⁴. En relación con el concepto de “caso fortuito” o “fuerza mayor”, el texto dispone a continuación: “La definición, alcances y efectos del Caso Fortuito o de Fuerza Mayor serán los establecidos en los artículos 513 y 514 del Código Civil”. Más adelante, el citado Anexo ejemplifica algunos casos de interrupciones en los que “se considerará, de pleno derecho, que hubo Fuerza Mayor”, citando entre otros los siguientes: “1) Cuando hubieran sido autorizados por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD u ordenadas por el mismo u otra autoridad competente; 2) Cuando sean consecuencia de temperaturas superiores a los +45° C, o inferiores a los -10° C, o de vientos de 130 km/h o más o de inundaciones de carácter excepcional”.

Por el contrario, las interrupciones *imputables a la distribuidora* u originadas en un *déficit en el suministro* sí se computan a los efectos de la evaluación de la calidad⁷⁵. Sin embargo, no todas estas interrupciones “computables”

71 Art. 54, inciso o) de la Ley 24.065.

72 Art. 78 de la Ley 24.065.

73 Luego modificada por la Resolución ENRE 138/94.

74 Punto 2.4 (“CRITERIOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS INDICADORES – Interrupciones por causas de fuerza mayor”) del Anexo I de la Resolución ENRE 527/96.

75 “Las multas por apartamientos en las condiciones pactadas, dependerán de la energía no dis-

reciben una penalidad, porque existe un nivel mínimo de falla considerado como “aceptable” y exento de penalización. En concreto, sólo son objeto de penalización las interrupciones que superen los valores establecidos en el punto 3.2. del Subanexo 4, que, por ejemplo, admite hasta 3 fallas y hasta 2 horas de interrupción por semestre para los usuarios en alta tensión, y 6 interrupciones y 10 horas sin suministro para usuarios en baja tensión.

Excedidas las pautas que definen un “servicio adecuado”, la distribuidora debe pagar una penalización, cuya valorización es proporcional al “costo de la energía no suministrada”, y se destina a bonificar a los usuarios afectados por las interrupciones.

D. LOS “GRANDES USUARIOS” Y LA “DESREGULACIÓN” DE LA INDUSTRIA

Los actores encargados de cada una de las tres actividades descritas (generadores, transportistas y distribuidores) son definidos como “agentes” del MEM, y este carácter los autoriza a realizar operaciones en el mismo.

Existe también una cuarta categoría de agentes, denominados “grandes usuarios”⁷⁶. Estos son ciertos consumidores que, por la magnitud de su consumo, están habilitados a contratar su suministro en forma independiente. De acuerdo al artículo 10 LMRE, “Se considera gran usuario a quien contrata, en forma independiente y para consumo propio, su abastecimiento de energía eléctrica con el generador y/o el distribuidor”. Este proceso de habilitación a usuarios de consumos más pequeños es el elemento más importante de lo que se ha definido como la “desregulación” del servicio público de distribución.

Finalmente, el Decreto 186/95 y la Resolución SE 21/97 dispusieron la creación de una nueva figura en el MEM, en adición a las ya mencionadas (generador, transportista, distribuidor y gran usuario). Este nuevo “participante” del mercado mayorista ha sido denominado “comercializador” o “intermediario”. Sin embargo, se ha objetado la inclusión de esta figura por vía reglamentaria, en atención al silencio de la ley y a las constancias de la discusión del proyecto de ley en el Congreso, que da cuenta de una intención expresa de evitar el reconocimiento de intermediarios.

tribuida (por causas imputables a LA DISTRIBUIDORA) *más allá de los límites acordados*” (punto 5.5.2. del Subanexo 4 del Contrato de Concesión).

76 Cfr. art. 4.º de la Ley 24.065.

V. EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

A. CONCEPTO

Generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios se vinculan entre sí, desde el punto de vista físico, en el ámbito del llamado “Sistema Argentino de Interconexión” (SADI), tal como se define reglamentariamente a las instalaciones interconectadas de estos agentes.

En esta vasta red, los generadores vuelcan su producción, que circula por las instalaciones de los transportistas hasta los puntos de ingreso a las redes de distribución, desde donde es a su vez transmitida hasta el punto de suministro de cada uno de los usuarios.

Continuando con el funcionamiento “físico” del sistema, debemos señalar que existe un “organismo encargado del despacho” (CAMMESA), que es quien decide –con base en una combinación de criterios económicos y técnicos– cuáles son los generadores que en cada hora están autorizados a volcar su producción al sistema (esto es, realiza el “despacho”).

La Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) es una atípica sociedad anónima sin fines de lucro constituida por el Decreto 1.192/92, que cumple finalidades de interés público, y cuyas decisiones son el producto del voto de los representantes de las asociaciones que agrupan a los distintos segmentos de la industria (generación, transporte, distribución y grandes usuarios) presididos por el Secretario de Energía de la Nación (cuyo voto –o el del Vicepresidente, que es el otro representante del Estado Nacional– es necesario para adoptar decisiones en el Directorio).

Es también CAMMESA quien, con los datos de las transacciones físicas de energía eléctrica, determina y liquida *ex post* las transacciones comerciales resultantes entre los agentes, por cuya cuenta y orden efectúa todas las facturaciones, cobranzas y pagos.

A este sistema “físico” se encuentra “superpuesto” un sistema comercial, cuyas operaciones son determinadas *ex post*, e incluye las operaciones comerciales vinculadas a:

a) el “mercado de contratos”: al que pertenecen todas las transacciones contractuales previamente acordadas entre los agentes (p. ej., un contrato de suministro pactado entre un generador y un distribuidor);

b) el “mercado *spot*”, en el que los generadores pueden vender, y los distribuidores y grandes usuarios comprar, aun sin contar con un contrato, al

“precio horario” resultante del procedimiento de “cálculo de precios” que realiza CAMMESA.

B. EL PRECIO *SPOT*

Los agentes del *mem* están habilitados a realizar transacciones en condición *spot*. Esto implica que el precio que recibirán y pagarán por la energía transada es el precio que en cada momento sea definido por CAMMESA como precio *spot*, mediante un complejo procedimiento regulado en la normativa vigente.

Este procedimiento, del que resulta la determinación del precio *spot* de cada hora, puede ser simplícidamente explicado como sigue:

a) para cada hora, CAMMESA –en función de la información recibida de los agentes– calcula cuál es la demanda total del sistema que se deberá abastecer (p. ej., 15.000 MW);

b) los generadores están obligados a ofertar anticipadamente la cantidad de energía y potencia que están dispuestos a aportar al sistema en esa hora, y el “costo variable de producción” (CVP) de dicha energía (esto es, el costo marginal derivado de generar cada una de esas unidades de energía); digamos, para continuar con el ejemplo, que CAMMESA recibe ofertas por 20.000 MW, a diferentes CVP;

c) CAMMESA, teniendo a la vista la demanda que se necesita satisfacer, comienza a ordenar el despacho de las máquinas generadoras, comenzando por aquellas que tienen un “CVP” menor, y continúa “despachando” (es decir, autorizando a generar) a los generadores con un “CVP” progresivamente mayor, hasta cubrir toda la demanda del sistema (los mencionados 15.000 MW);

d) El costo del siguiente megavatio que sería necesario convocar para abastecer a la demanda de esa hora (es decir, en el ejemplo, el precio del megavatio n.º 15.001) es el que se denomina “precio *spot*”.

e) Todos los generadores “despachados”, con independencia de cuál haya sido el CVP por ellos declarado, cobrarán cada unidad de energía que entreguen al sistema al “precio *spot*”;

f) Los generadores que queden fuera del despacho (esto es, los que ofertaron los siguientes 5.000 MW, con un CVP superior al precio *spot*) no reciben ninguna remuneración.

El sistema resulta en un despacho basado en el “costo económico” de la generación, y es en buena medida el responsable de los resultados positivos obte-

nidos a partir de 2001. Lamentablemente, como veremos, a partir de la crisis de 2002 este “despacho económico” fue gravemente alterado.

VI. LA CRISIS DE 2002 Y LA EVOLUCIÓN DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA HASTA NUESTROS DÍAS

Definidos los contornos del MRE –bien que con grueso trazo– completaremos este análisis con una breve descripción de la situación sobreviniente a la crisis de 2002, en particular, el impacto de la Ley de Emergencia 25.561 sobre el MRE, y las alteraciones introducidas por numerosas normas derivadas de la emergencia, de jerarquía inferior a la ley⁷⁷.

A. EL EFECTO DE LA LEY 25.561 SOBRE EL MRE

Como consecuencia de una crisis sin precedentes, el Congreso de la Nación declaró, en enero de 2002, la emergencia “en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria” por medio de la Ley 25.561.

En la misma ley, el Congreso decidió oficialmente el abandono de la “convertibilidad” (es decir que dejó de existir la “caja de conversión oficial” entre el peso y el dólar estadounidense en una relación 1:1), sustituyendo este mecanismo por un régimen de “libertad de cambio”, que permitió una drástica devaluación del peso.

En materia de contratos públicos⁷⁸, la Ley 25.561 dispuso en sus artículos 8.º, 9.º y 10:

- a) la conversión a pesos de las tarifas anteriormente calculadas en dólares, utilizando la paridad entre las dos monedas (la “pesificación”);
- b) la eliminación de todas las cláusulas de ajuste de tarifas en divisas extranjeras “y cualquier otro mecanismo indexatorio” (la “prohibición de ajustes”);

⁷⁷ Seguimos en este punto el desarrollo de nuestro trabajo “El marco regulatorio eléctrico, después de una década en emergencia”, *Revista de Derecho Público*, 2013-1, Santa Fe, Rubinzal-Culzoni, 2013, pp. 319 ss.

⁷⁸ Entre ellos, los contratos de concesión del ámbito eléctrico, esto es, los contratos de concesión del transporte de energía eléctrica celebrados con TRANSENER, TRANSNEA, TRANSNOA, DISTRO-CUYO, TRANSCOMAHUE, TRANSBA y TRANSPA, y los contratos de concesión para la distribución y comercialización de energía eléctrica celebrados con EDENOR, EDESUR y EDELAP.

- c) la prohibición a los concesionarios de suspender o alterar el cumplimiento de los servicios a su cargo, por las decisiones adoptadas en los artículos 8.º y 9.º;
- d) la “autorización” al Poder Ejecutivo para renegociar los contratos según ciertas pautas, que se indican en el artículo 9.^{o[79]}.

En nuestra opinión las citadas disposiciones de los artículos 8.º, 9.º y 10 de la ley pueden explicarse del siguiente modo:

- a) frente al abandono de la convertibilidad (y la previsible devaluación), como conocía la existencia de tarifas que se calculaban en dólares, la ley reaccionó de manera inmediata obligando al concesionario a mantener el valor vigente de las tarifas, *en pesos a la paridad 1:1*, y a continuar prestando inalteradamente el servicio. La decisión del Congreso de la Nación equivale –admitimos la impropiedad del término– a una suerte de “medida precautoria legal”⁸⁰;
- b) cabe suponer que la ley adoptó esta decisión para evitar las consecuencias de mantener el monto original de las tarifas en dólares estadounidenses (lo que hubiera implicado triplicar o cuadruplicar su monto en pesos, con los problemas que de ello hubieran derivado);
- c) esa “medida precautoria legal”, que modifica unilateralmente los contratos de concesión de transportistas y distribuidores, sólo se puede justificar –como efectivamente se lo hizo– en el “poder de policía de emergencia” del

79 Ellas son: 1) el impacto de las tarifas en la competitividad de la economía y en la distribución de los ingresos; 2) la calidad de los servicios y los planes de inversión, cuando ellos estuviesen previstos contractualmente; 3) el interés de los usuarios y la accesibilidad de los servicios; 4) la seguridad de los sistemas comprendidos, y 5) la rentabilidad de las empresas.

80 Se trataría –continuando con la analogía– de una “medida innovativa”, en tanto avanza sobre la realidad existente (el procedimiento de cálculo de las tarifas en dólares) y la modifica, junto con una medida “de no innovar” (al ordenar a los concesionarios abstenerse de modificar la prestación del servicio). Para Cassagne, “lo menos que cuadra decir de esta norma [se refiere al art. 10 de la Ley 25.561] es que, interpretada a la letra, constituye una causal típica de arbitrariedad legislativa, habida cuenta [de] que se establece, por una parte, la modificación unilateral de los contratos y se reconoce, por la otra, que habrá que renegociarlos para ajustarlos a las nuevas circunstancias que los alteraron; no se les puede exigir a los contratistas que no suspendan ni alteren el cumplimiento de sus obligaciones. Como una norma semejante sería a todas luces inconstitucional [...] cabe interpretar que ella sólo rige en cuanto la modificación [...] no altere sustancialmente el equilibrio [...] y en tanto exista una razonable posibilidad de mantener la continuidad del servicio” (CASSAGNE, JUAN CARLOS, *Derecho administrativo*, Buenos Aires, LexisNexis, 7.ª ed., t. II, p. 433; resaltado fuera de texto).

Estado⁸¹, que es el único que permitiría la limitación de los derechos emergentes de un contrato vigente *exigiendo simultáneamente la continuidad de la prestación*⁸², en la medida en que (i) se trate de una afectación temporaria⁸³ y (ii) no se destruya la sustancia de ese derecho⁸⁴;

d) la Corte Suprema argentina ha convalidado genéricamente esta conducta. Así, por ejemplo, en “Peralta” (Fallos: 313:1513, de 1990), cuando dijo: “Que esta Corte ha reconocido la constitucionalidad de las leyes que suspenden tem-

81 Comadira recuerda: “En su momento la Corte Suprema acuñó, lúcidamente, el poder de policía de emergencia, como respuesta a la necesidad de proteger, entre otros bienes, los ‘intereses vitales de la comunidad’, o el interés público comprometido por graves fenómenos de índole económica, o afectado por la ‘angustiosa crisis de la vivienda’ padecida por el país. Así, la emergencia fue concebida, históricamente, como una situación extraordinaria que, en cuanto tal, requería, correlativamente, de respuestas extraordinarias. Acontecimientos extraordinarios reclaman remedios también extraordinarios, dijo el Alto Tribunal. En esa concepción se dejó claramente establecido que la emergencia no implicaba la génesis de un nuevo poder estatal, sino la intensificación de una prerrogativa preexistente que, ante un hecho extraordinario, encuentra ocasión para ejercerse a través de técnicas o medios extraordinarios y, por ende, inadmisibles en circunstancias normales. Y, al amparo de esa especial exteriorización del poder de policía, el legislador sancionó, y la Corte legitimó constitucionalmente, prórrogas de contratos de locación, rebajas de alquileres convenidos por las partes, moratorias hipotecarias, suspensión de juicios de desalojo, fijación de precios máximos a artículos de primera necesidad, disminución de haberes jubilatorios acordados, etc.” (COMADIRA, JULIO RODOLFO, *Derecho administrativo*, Buenos Aires, LexisNexis, 2.ª ed., 2003, p. 230).

82 De esta manera, estamos diciendo que la *potestas variandi* (instituto de límites más bien difusos, dicho sea de paso) no basta para justificar esta decisión, y ello por varios motivos. Entre otros, porque la potestad podría recaer, en todo caso, sobre estipulaciones particulares del contrato, pero nunca sobre su equilibrio (y es claro que, al reducir la contraprestación del concesionario, y exigirle simultáneamente la continuidad inalterada de su prestación, se está afectando gravemente el equilibrio del acuerdo).

83 Cuánto tiempo puede durar la imposición de esta obligación de prestar el servicio a tarifas insuficientes antes de convertirse en irrazonable (y en consecuencia inconstitucional) es una cuestión de hecho, que debe analizarse en cada caso, de acuerdo a las circunstancias concretas del contrato. Además, esta medida de ningún modo implica que no deban resarcirse los perjuicios derivados de su vigencia, pues de otro modo se estaría legitimando una vulneración de las garantías constitucionales que amparan el derecho de propiedad y la igualdad ante la ley (ver CASSAGNE, *Derecho administrativo*, 7.ª ed., t. II, cit., p. 397). Finalmente, en cualquier caso el artículo 10 no será aplicable a la situación del contratista que se encuentre, como consecuencia de la emergencia, en una razonable imposibilidad de cumplir, pues –diga lo que diga la ley de emergencia– lo cierto es que “*ad impossibilia nemo tenetur*”.

84 “No es que durante una emergencia se suspenda la garantía constitucional de la propiedad. Lo que durante la emergencia puede hacerse legislativamente a su respecto es una reglamentación de su uso que contemple las consecuencias de las excepcionales circunstancias en orden a la dependencia en que muchos se hallan de la propiedad ajena” (CSJN, *Fallos*: 208:12).

poralmente tanto los efectos de los contratos como los efectos de las sentencias firmes, siempre que no se altere la substancia de unos y otros [...] No debe darse a las limitaciones constitucionales una extensión que trabe el ejercicio eficaz de los poderes del Estado (Fallos: 171:79) toda vez que ‘acontecimientos extraordinarios justifican remedios extraordinarios’ (Fallos: 238:76)”.

La consecuencia necesaria de esta explicación es la “temporalidad” de las disposiciones de la Ley 25.561, pues para admitir la constitucionalidad de esta “medida precautoria legal” (que implica una intromisión en contratos vigentes) *es ineludible considerarla limitada temporalmente a la duración de la emergencia*.

Cabe aclararlo: no pretendemos que la disposición vaya a perder vigencia una vez terminada la emergencia (sin duda, la ley no limita expresamente su duración temporal, sino que parece asumir –como también lo hacemos nosotros– su vigencia ilimitada). Sin embargo, sí sostenemos que –una vez agotada la emergencia– la alteración unilateral del equilibrio contractual por parte del legislador (que hemos denominado “medida precautoria legal”) se convertirá en inconstitucional⁸⁵.

Claro que esa situación no debería producirse si se cumpliera la intención del legislador, que justamente propició la “renegociación” de los contratos, autorizando al Poder Ejecutivo para ello⁸⁶. Si el problema se soluciona antes de la finalización de la emergencia, la cuestión de la alteración de los contratos devendrá abstracta.

Esta “pesificación” y “prohibición de ajuste” de las tarifas representa una modificación unilateral de los contratos de concesión, y contradice las garantías otorgadas a los concesionarios en las normas del MRE (p. ej., a una “tarifa justa y razonable”). Las características de esta decisión son:

a) su “finitud”, pues la duración máxima de las mismas está acotada a la finalización de la emergencia;

85 Es oportuno advertir que lo inconstitucional no sería la alteración del contrato, sino la alteración del *equilibrio* de ese contrato, que es evidente en la medida en que se reducen los derechos del concesionario y se mantienen inalteradas sus obligaciones. La ley impone de este modo una carga (con el correlativo sacrificio patrimonial) a una categoría particular de personas, por razones de interés público, sin la correspondiente indemnización.

86 Admitiendo implícitamente, entonces, el desequilibrio en el contrato, que debía ser reparado de común acuerdo.

b) su justificación en el “poder de policía de emergencia” del Estado argentino;

c) su “provisionalidad”, por estar condicionadas a la renegociación que –en principio– habrá de realizarse según las pautas del MRE original, pues la ley de manera alguna plantea la necesidad de su reforma.

Como conclusión de esta primera parte, entonces, diremos que la Ley 25.561 no supuso una reforma significativa del MRE, sino sólo una alteración temporaria de algunas disposiciones puntuales, dirigida a evitar inmediatamente las consecuencias de la devaluación. Simultáneamente, la ley reconoció el efecto de esta decisión sobre los contratos vigentes, y por ello previó la necesidad de su renegociación, la que debía realizarse *dentro de los límites del MRE*.

B. LA EVOLUCIÓN POSTERIOR

Luego de la sanción de la Ley 25.561, a la que recién nos referimos, la Secretaría de Energía introdujo modificaciones a “los Procedimientos”, por medio de numerosas resoluciones.

En una primera etapa –aproximadamente hasta 2005– se decidió la “pesificación” de los conceptos económicos previstos en “los Procedimientos” (como la remuneración por potencia), el “congelamiento” de los precios estacionales⁸⁷, la imposición de límites al precio *spot*⁸⁸ y la implementación de un programa de uso racional de la energía.

La razón de ser de estas decisiones debe encontrarse en lo explicado más arriba: frente a tarifas “congeladas”, que resultaban insuficientes para remu-

87 La experiencia demuestra invariablemente que cada año los precios mayoristas de la energía eléctrica son mayores en invierno e inferiores en verano. Luego de la emergencia, el precio mayorista fue “congelado” en el precio de verano, impidiéndose aun los ajustes “estacionales” en las proporciones que se venían verificando en todos los años anteriores.

88 En el año 2002, con la sanción de la Resolución SE 8/02, que impuso un precio máximo de \$240/MWh y dispuso la creación de los “sobrecostos transitorios de despacho”. Sin embargo, los bajos precios de gas y el todavía escaso consumo de combustibles líquidos hicieron que el impacto de esta nueva norma no fuera tan relevante en ese momento. Al año siguiente, la Resolución 240/03 incrementó la restricción, al imponer que la sanción del precio *spot* se realizara considerando los CVP (costos variables de producción) de los generadores utilizando gas natural, como si la disponibilidad de este fuera infinita, y redujo el límite de precio a \$120/MWh. De esta forma, el costo de algunos generadores (aquellos que consumían combustibles líquidos como fuel oil y gas oil) superaba incluso el precio *spot* “limitado artificialmente”, lo que obligó a reconocerles un *plus* para que pudieran al menos recuperar su CVP.

nerar adecuadamente a los generadores, el regulador trasladó “aguas arriba” ese congelamiento.

De manera paralela, el Estado adoptó otras decisiones accesorias, tendientes a evitar aumentos en los costos mayoristas de generación, como restringir las exportaciones de gas, e importar gas de la República de Bolivia, energía eléctrica de Brasil y fuel-oil de Venezuela, entre otras (todas ellas con cargo a rentas generales). Cuando todas estas medidas fueron insuficientes, se llegó a restringir el abastecimiento eléctrico a ciertas industrias, así como a disponer una reducción de la tensión en el sistema interconectado (siempre del modo “informal”, característico de estos tiempos⁸⁹) para evitar los temidos cortes de suministro a usuarios domiciliarios⁹⁰.

En esta misma etapa, el Estado dejó de cumplir con las precisas pautas legislativas para la integración del directorio de los entes reguladores, desdibujando de esta manera su rol como organismos técnicos especializados y relativamente independientes del poder político de turno. En esta línea, ENARGAS fue intervenido “transitoriamente” en 2007^[91], y esa intervención se prorrogó por varios años. En el ámbito eléctrico no se llegó a una “intervención” formal, pero las designaciones en el ENRE se realizaron sin cumplir el procedimiento de selección previsto en la ley, situación que derivó en una sentencia, confirmada por la Corte Suprema, en la que se intimó al Estado a “normalizar” la situación del ente respetando las pautas de la Ley 24.065^[92].

89 Tal vez “ilegal” sería un adjetivo más adecuado. Ver, al respecto, “Escrito en el agua”, *Revista Apertura*, marzo de 2013: “[e]l principal desafío para los expertos en Derecho Público sigue siendo el asesoramiento frente a la regulación informal, el ‘llamado de teléfono’ o las presiones que no están escritas en ningún lado y, por ende, no tienen una respuesta judicial establecida en los libros”.

90 “El Gobierno nacional recurrió a importaciones de gas de Bolivia, de fuel oil de Venezuela y de electricidad de Brasil y Uruguay, y como aun así no alcanzaba, ordenó a CAMMESA que instruyera a los grandes usuarios que actúan como agentes del MEM y a las grandes demandas abastecidas por los distribuidores a restringir su consumo en 1.200 MW entre las 16:00 y las 0:00 horas todos los días. Estas restricciones tuvieron un alto impacto en el nivel de producción industrial, pero no lograron reducir la demanda de energía, que siguió creciendo debido a un consumo residencial prácticamente desenfrenado” (ELIASCHEV, ob. cit., p. 38).

91 Cfr. Decreto 571/07. Supuestamente, según el “Considerando” de este decreto, la intervención transitoria se realizó para “facilitar la investigación” de los hechos de corrupción vinculados al llamado “caso Skanska” y “revisar la actuación del ente desde la fecha de su creación”.

92 Cfr. la sentencia de la Cám. Nac. Cont. Adm. Fed., Sala V, en autos “ACIJ y otros c/ E.N. s/ proceso de conocimiento”, exp. 28.406/2006.

Volviendo a las modificaciones introducidas en “los Procedimientos”, los esfuerzos regulatorios no impidieron la producción de una diferencia, progresivamente mayor, entre el precio que pagan los usuarios por la energía en sus facturas y el que deben recibir los generadores por la energía vendida. En otras palabras, *los usuarios han pagado por su energía menos dinero que el que los generadores debían recibir por ella (aun cuando la acreencia de los generadores es presumiblemente inferior a la que hubiera resultado de haberse mantenido la regulación original)*.

Además, el bajo precio de la energía operó como incentivo para incrementar el consumo, potenciando el efecto de este problema y agrandando el déficit⁹³.

Como es evidente, este déficit hubo de ser cubierto de alguna manera, y en una primera etapa lo fue por medio del Fondo Estacional⁹⁴, que a la época de declaración de la emergencia contaba con fondos excedentes. Agotado este Fondo, a pesar de los préstamos del Tesoro Nacional, fue preciso recurrir a los subsidios de diversas clases, y en la parte en que ello no fue tampoco suficiente, simplemente se fue produciendo una deuda del sistema para con los generadores, que la Secretaría de Energía transformó en curiosas “Liquidaciones con fecha de vencimiento a definir” (Res. SE 406/03 y Res. SE 943/03), es decir, créditos situados en un “limbo” del que sólo una decisión de la Secretaría podría sacarlos, en algún momento⁹⁵.

93 En un informe de Cont y Navajas (FIEL) se explica que “[l]a Argentina post 2002 hizo otra ‘pesificación asimétrica’ en el caso de los productos energéticos. Pesificó y congeló los precios de los 3 segmentos de gas y electricidad (producción, transmisión y distribución) mientras que dejó ajustar –sujeto a un mecanismo de control del precio del crudo– el precio de los combustibles líquidos, del GLP (supergas), de la leña, etc. Entre los más importantes, los combustibles líquidos como el fuel oil/gas oil son los ‘referentes’ para la sustitución y utilización del gas natural en la generación eléctrica y la industria [...] Los niveles deprimidos de los precios de la electricidad y el gas (en términos absolutos y relativos a los referentes) aportan de este modo un elemento decisivo para que la expansión de la demanda sea intensa” (CONT, WALTER y NAVAJAS, FERNANDO, *La anatomía simple de la crisis energética en Argentina*, s. d.).

94 En tiempos normales, la función de este fondo es justamente amortiguar las diferencias entre el precio *spot* (real) que se verifique durante un cierto período, y el precio estacional que se haya aplicado durante ese mismo período. De este modo, si el precio *spot* –que es el que reciben los generadores– resulta menor que el precio estacional que pagan los usuarios, la diferencia se destina a engrosar el Fondo; si, en cambio, el *spot* resulta mayor, el Fondo aporta la diferencia para pagar a los generadores. Cuando, en sucesivos períodos, el precio *spot* es mayor que el precio estacional (como en este caso, en el que este último fue “congelado” por las autoridades) obviamente, el Fondo termina por agotarse.

95 La Secretaría ha convencido a los generadores para convertir esos créditos en “aportes voluntarios” para la construcción de centrales de generación. Para aquellos que no adhieran volun-

En principio, todas estas modificaciones se produjeron en el ámbito de la “regulación de detalle”, cuya estabilidad es necesariamente menor, justamente, para permitir una rápida adaptación a las cambiantes circunstancias de la realidad, sin afectar las pautas fundamentales contenidas en la ley. Sin embargo, a la luz del efecto de todas estas decisiones, cabe preguntarse si se mantiene realmente vigente el esquema original⁹⁶ (p. ej., el principio contenido en el art. 36 de la Ley 24.065, en cuya virtud las transacciones en el MEM deben realizarse a cambio de “una tarifa uniforme, basada en el costo económico del sistema”⁹⁷).

En una segunda etapa, el mantenimiento del déficit del MEM obligó al Estado Nacional a subsidiar el funcionamiento de la industria, directamente inyectando fondos, financiando obras (de mantenimiento y expansión en distribución, o de nueva generación) con la utilización de fondos fiduciarios, o importando combustibles asumiendo el respectivo sobre costo, entre otras alternativas⁹⁸. El costo de estos “subsidios” ha sido parcialmente trasladado a los usuarios, por medio de “cargos específicos” que están fuera de las tarifas del sistema.

tariamente a este régimen, también se prevé una suerte de “novación legal” por medio de la cual los generadores se conviertan en titulares de documentos representativos de la energía a ser generada por estas nuevas unidades de generación (cuando estas entren en funcionamiento). El régimen surge de las resoluciones SE 712/04 y 826/04.

96 “Aunque ninguno de los actos dictados por el gobierno nacional ha indicado formalmente una voluntad de abandonar los principios básicos en materia de la regulación de la energía eléctrica y, por el contrario, son numerosas las ocasiones en que la Secretaría de Energía ha resaltado la transitoriedad de las medidas dictadas en el marco de la emergencia y el propósito de ‘readaptar’ el mercado eléctrico mayorista, en los hechos la mayoría de los principios de la regulación de la Ley 24.065 han sido dejados de lado, y la emergencia, como es tradición en la Argentina, amenazaba con convertirse en permanente”: ELIASCHEV, NICOLÁS, “Los cargos tarifarios para obras en gas y electricidad. Una etapa más en una demolición oculta”, *JA*, 2006-II, Supl. de Derecho Administrativo, pp. 17 ss.

97 BARREIRO, *Derecho de la energía eléctrica*, cit., p. 70, cita un “papel de trabajo” de la Secretaría de Energía titulado “Reconversión del sector eléctrico argentino”, en el que se complementan y desarrollan con mayor grado de detalle los principios sentados en el Decreto 634/91, donde se anticiparon las bases del nuevo MRE. Entre los “contenidos de la transformación”, recuerda el autor que se menciona: “b) sentar las bases de un Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) que enfrente a productores y consumidores, para la sanción de un precio según reglas objetivas y transparentes; c) recuperar el valor del precio como señal eficiente, dirigida a todos los integrantes del sistema”.

98 “Las millonarias diferencias entre los costos reales y los precios existentes no son gratuitas, y son sufragadas de dos formas esenciales: subsidios estatales y mayores costos para los usuarios industriales” (ELIASCHEV, ob. cit., p. 45).

Al mismo tiempo, han ido apareciendo “nuevos contratos” para la adquisición de energía mayorista, en una suerte de desdoblamiento del mercado.

La descripción de estos nuevos contratos exige una mínima explicación de contexto. Dijimos antes que una de las características definitorias del “modelo eléctrico argentino”, tal como surge de la Ley 24.065, es la existencia de un ámbito de libre competencia entre generadores privados (de la que resulta un “precio de mercado” para la energía).

Este “precio de mercado”, con la adición de los costos del transporte, el costo variable de distribución y los impuestos, formaba parte de la factura a los usuarios finales, quienes –de este modo– aportaban en teoría los fondos necesarios para remunerar todos los eslabones de la cadena de valor (generación, transporte y distribución) que había permitido obtener como resultado final el abastecimiento.

Dijimos también que el sistema funcionó razonablemente bien hasta 2001/2002. Con la “pesificación” y el “congelamiento” de la tarifa a los usuarios finales, en un escenario de aumento de costos, rápidamente se advirtió que los recursos totales que recibía el sistema (provenientes de esas facturas) no eran suficientes para pagar los costos totales. El “congelamiento” de las tarifas fue trasladando sus consecuencias hacia los demás eslabones de la cadena, afectando –como vimos– al sector de generación, en un proceso complejo que no pudo evitar, de todas maneras, que los generadores reciban una remuneración insuficiente por su actividad⁹⁹.

Este problema básico no ha sido resuelto hasta la actualidad, y una de sus consecuencias –la que ahora nos interesa– es que, obviamente, ha desalentado la inversión en nuevas unidades de generación.

En lugar de procurar la corrección del problema, la respuesta regulatoria a partir de 2005 fue “desdoblar” el mercado mayorista de contratos de abastecimiento, permitiendo que los “nuevos generadores” celebren “nuevos contratos” sujetos a un régimen diferente (con un precio superior) y obligando a que todos los nuevos consumos de los grandes usuarios se satisfagan por medio de estos contratos. De algún modo, entonces, reconociendo que la regulación

99 Si bien se trata de una explicación simplificada, es interesante notar que el problema no se agotó allí: la insuficiencia de recursos de los generadores hizo que estos no pudieran pagar el precio “de mercado” del gas natural, lo que a su turno motivó la intervención gubernamental en ese mercado, que junto a la desenfrenada demanda domiciliaria condujo a la escasez. Es este problema el que obligó –y continúa obligando– a destinar miles de millones de dólares a importar combustibles, con el consiguiente efecto macroeconómico.

vigente no permitía a los generadores obtener una remuneración suficiente, y advirtiéndolo que en esas condiciones no lograría atraer nueva generación para atender el crecimiento de la demanda, las autoridades “liberaron” a estos nuevos contratos de la regulación anterior.

La primera de estas decisiones es la Resolución SE 1281/06, que estableció el sistema denominado “Energía Plus”. En estos nuevos contratos, celebrados entre generadores y grandes usuarios, el precio ya no era libremente pactado entre las partes, pues resultaba del reconocimiento de los costos (validados por CAMMESA) más un margen de utilidad (definido por la Secretaría de Energía).

Tomando algunos elementos de este régimen, poco tiempo después, por medio de la Resolución SE 220/07, se crearon los llamados “Contratos con el Mercado Eléctrico Mayorista”, figura ciertamente *sui generis* que –al menos según la normativa que los regula– involucra dos partes contratantes: (i) como vendedores, los “nuevos generadores” (es decir, los titulares de nuevas unidades de generación), ya que los anteriores, como dijimos, han sido condenados a subsistir en el sistema anterior, y (ii) como comprador, “el MEM en su conjunto, representado por CAMMESA, para atender los requerimientos de la demanda Spot”.

De este modo, los generadores que antes vendían su producción al mercado mayorista (sin contrato) a cambio del precio *spot*, o a un comprador determinado a cambio de un precio libremente pactado, ahora tienen un contrato “con el mercado”, a cambio de un precio regulado, y esa energía se destina a abastecer la demanda *spot* (sin contrato).

Ahora bien, el precio que el mercado en su conjunto paga a estos nuevos generadores ya no es el precio *spot* (marginal) sino una remuneración que debe ser aprobada por la Secretaría de Energía, a partir de los costos reconocidos por ese órgano. Evidentemente es un precio mayor que el que reciben actualmente los “generadores antiguos”, pero lo importante es destacar que no se trata de un “precio de mercado” sino en todo caso de un “precio regulado”.

Es todo un desafío identificar al sujeto de derecho que actúa como comprador en estos acuerdos, ya que el MEM no es, evidentemente, una persona física ni jurídica, sino solamente un ámbito ideal donde se realizan transacciones entre compradores y vendedores. En cuanto a CAMMESA, que es quien ha sido encargada de suscribir estos contratos, lo cierto es que no actúa por cuenta propia sino “en representación del MEM” y por instrucción expresa de la Secretaría de Energía, que es en definitiva quien aprueba los contratos, y autoriza el precio a pagar por los mismos.

Este mismo modelo de “Contratos con el MEM”, creado por la Resolución SE 220/07, se habilitó posteriormente para la generación de energía eléctrica distribuida contratada por intermedio de ENARSA (Res. SE 1836/07), para los generadores total o parcialmente estatales (Res. SE 200/09), para los proyectos de energía renovable impulsados también por ENARSA (Res. SE 712/09) y para los generadores incluidos en el Proyecto Nacional de Obras Hidroeléctricas (Res. SE 762/09).

Posiblemente la modificación más importante desde 2002 es la resultante de la sanción de la Resolución SE 95/2013, que asestó un golpe de gracia a los “contratos libremente pactados” entre generadores y grandes consumidores de energía eléctrica. A partir de esta resolución ya no se pudieron celebrar contratos “libremente pactados” entre agentes compradores y agentes vendedores, lo que significa tanto como la virtual desaparición del “mercado de contratos” del que hablábamos al caracterizar el modelo eléctrico argentino.

Solamente sobreviven a esta resolución: a) los “nuevos contratos” de los que antes hablamos (“Energía Plus”, y “Contratos con el MEM”, según Res. SE 220/07 y derivadas), y b) los contratos libremente pactados que se encuentren actualmente en curso de ejecución, pero sólo hasta la finalización de su plazo, sin posibilidad de renovarlos ni prorrogarlos.

En síntesis, a partir de la Resolución SE 95/2013 el MEM consiste de:

- a) un ámbito de “contratos antiguos”, mientras estos continúen vigentes;
- b) un ámbito de “contratos especiales” (Energía Plus, Contratos con el MEM);
- c) un ámbito nuevo, que se parece bastante a la relación *spot* anterior, pero regida por esta Resolución 95 según la cual los generadores venden al mercado, a cambio de un precio que no tiene que ver con las reglas de la oferta y la demanda, sino con un reconocimiento estatal de los costos, más un cierto margen de utilidad, con un beneficio adicional en función de la disponibilidad de la máquina.

Además, según lo dispuesto en la Resolución 95, CAMMESA será la encargada de manejar el despacho de combustibles de los generadores. Por ello es que, desde este momento, todos los grandes usuarios que quieran comprar energía deberán hacerlo a CAMMESA; todos los generadores que quieran vender energía deberán hacerlo a CAMMESA, o celebrar “contratos especiales” (algo que en definitiva no es muy diferente). Los “contratos libremente pactados” que estén actualmente vigentes se van a respetar hasta su terminación, pero no podrán ser prorrogados.

Ya hemos adelantado que el espíritu de varias de las modificaciones que se han venido llevando a cabo en la regulación de detalle no se lleva bien con los lineamientos de la Ley 24.065, aunque podría tratarse de una cuestión opinable, o en ciertos casos, de un apartamiento transitorio, tolerable en el ámbito de la emergencia. Pero en este caso se ha ido demasiado lejos, y la Resolución 95/2013 aparece como manifiestamente ilegal, al prohibir directamente la celebración de los contratos que la ley le ordenaba permitir.

En el ámbito de la distribución, la generalidad de las distribuidoras provinciales ha renegociado sus contratos (y sus tarifas) con resultados diversos, pero que en general han permitido preservar la sustentabilidad de la actividad. Al contrario, en el ámbito federal el procedimiento de renegociación condujo a la celebración de sendos acuerdos de renegociación en 2006 (posteriormente ratificados por decretos del Poder Ejecutivo¹⁰⁰) en los que se establecía esencialmente: a) un régimen tarifario “de transición” que implicaba un aumento tarifario (excluyendo las tarifas residenciales, que no se modificaron, salvo para los consumos más altos); b) un “mecanismo de monitoreo de costos”, o MMC, que constituye –en lo sustancial– un procedimiento para el reconocimiento de los mayores costos generados por la prestación del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica, sobre la base de una estructura de costos de explotación e inversiones e índices oficiales de precios representativos de tales costos, frente a aumentos semestrales superiores al 5%; c) un Plan de Inversiones obligatorias, el otorgamiento de facilidades para el pago de ciertas multas y la posibilidad de aplicar otras a la financiación de inversiones; d) la ejecución de una “revisión tarifaria integral”, de la que debería resultar la nueva tarifa “justa y razonable”, según diversas pautas establecidas en el Acuerdo.

Con la suscripción del Acuerdo las distribuidoras y sus accionistas se comprometieron a suspender sus reclamos pendientes; una vez publicado el Cuadro Tarifario resultante de la RTI, esos reclamos deberán ser definitivamente desistidos (bajo apercibimiento de rescisión de la concesión en caso contrario).

Sorprendentemente, a pesar de tratarse de un acuerdo firmado por las autoridades gubernamentales, muchas de sus disposiciones no se han cumplido, y otras se han implementado con una considerable demora, por causas imputables a esas mismas autoridades.

A modo de síntesis, y aun en medio de la confusión que genera la multiplicidad de medidas parciales y transitorias, podemos concluir que la administración

100 1957/06 en el caso de EDENOR y 1959/06 en el caso de EDESUR.

cuyo mandato concluyó en 2015 mostró una orientación general a reemplazar la iniciativa privada por la planificación estatal. Las diversas medidas dictadas en este sentido son difícilmente compatibles con las normas legislativas de jerarquía superior que establecen los lineamientos de esta industria (en materia de “tarifas justas y razonables”, “dirección del ente regulador”, “prohibición de subsidios cruzados”, “mecanismos de formación mayorista de precios”, “administración de contratos libremente pactados”, etc.).

C. LA SITUACIÓN ACTUAL

En este difícil escenario, las nuevas autoridades han comenzado por transparentar la crisis del sistema, e iniciaron el camino de una recomposición tarifaria que seguramente será difícil.

Al mismo tiempo, han anunciado su intención de eliminar las distorsiones posteriores a 2002 para regresar –sin perjuicio de las adaptaciones que sean necesarias– a las pautas básicas de la regulación original: esencialmente, devolviendo a los operadores privados la responsabilidad por las decisiones económicas, y reconstruyendo el rol del Estado como regulador y encargado del control. Como esta readaptación no puede hacerse de manera inmediata, durante un periodo posiblemente extenso las actuales autoridades –paradójicamente– deberán asumir la responsabilidad de gestionar un sistema donde la acción estatal reemplaza numerosos aspectos de la iniciativa privada.

Hacemos votos para que el proceso anunciado tenga éxito, y permita volver a un sistema –el marco regulatorio original– que demostró con creces ser un instrumento adecuado para resolver las necesidades energéticas de la población, más allá de los inevitables inconvenientes puntuales. No está de más recordar que no fue una crisis en la industria energética lo que condujo a la crisis económica y social del país en diciembre de 2001, sino al contrario, ha sido esa crisis económica –y las decisiones adoptadas por el Estado al amparo de la emergencia– lo que afectó el funcionamiento regular de un servicio que, hasta ese momento, había dado sobradas muestras de eficiencia¹⁰¹.

101 “A una situación de emergencia puede llegarse por varias causas; algunas son ajenas al Estado y otras provocadas por su directo accionar. Lo típico que ha venido caracterizando las diferentes situaciones de emergencia [...] es el hecho de que su origen deriva, fundamentalmente, de actos de los poderes públicos (del Congreso y de la Administración)”: CASSAGNE, *Derecho administrativo*, 7.^a ed., t. II, cit., p. 424.

BIBLIOGRAFÍA

- BARREIRO, *Derecho de la energía eléctrica*, cit., p. 70
- BASTOS y ABDALA, *Transformación del sector eléctrico argentino*, s. d., 1993, p. 8.
- BASTOS y ABDALA, *Transformación del sector eléctrico argentino*, s. d., 1993, p. 126. En el Anexo 1 de la Ley 23.696 (punto III) se declara a A y E sujeta a un “ordenamiento institucional empresario”, junto con “Hidronor y generación de energía de otras empresas nacionales”.
- BASTOS, CARLOS MANUEL y ABDALA, MANUEL ÁNGEL, *Transformación del sector eléctrico argentino*, s. d., 1993, p. 7.
- CASSAGNE, JUAN CARLOS, *Derecho administrativo*, Buenos Aires, Abeledo Perrot, 1998, t. I, cap. II (“La transformación del Estado”), pp. 61 ss.
- Decreto 134/2015, publicado en el *Boletín Oficial* del 17/12/2015.
- Decreto 571/07.
- Decreto 804/2001, derogado poco tiempo después por la Ley 25.468 (*Boletín Oficial* del 16/10/2001).
- GRECCO, CARLOS M., “Servicio público y reforma del Estado”, en *Fragmentos y testimonios del derecho administrativo*, Buenos Aires, Ad-hoc, 1999, p. 381.
- DURAND, JULIO C., “Arbitrajes internacionales, servicios públicos y emergencia”, *La Ley*, 28/10/2013 (LL 2013-E).
- Ley 17.574 (*Boletín Oficial* del 26/12/67).
- Ley 3644, del 28/12/1949.
- Ley 5156, del 12/09/1947.
- Ley 24.065.
- Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos, *Argentine Electricity Sector*, documento presentado al “Seminar on Privatization”, Bruselas, noviembre de 1991.
- Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos, *Argentine Electricity Sector*, documento presentado al “Seminar on Privatization”, Bruselas, noviembre de 1991.
- Posteriormente EDELAP sería transferida a la jurisdicción de la Provincia de Buenos Aires (cfr. Decreto provincial 1.745/2011 y Decreto nacional 1.853/2011).
- Que se produce “cuando el Estado, sin relegar sus potestades ni renunciar a su titularidad[,] le encomienda a un particular, por lo común dotado de organización empresaria, la prestación de un servicio público”: CASSAGNE, JUAN CARLOS, *Derecho administrativo*, Buenos Aires, Abeledo Perrot, 1998, t. II, p. 440.
- Sanción: 17/10/1958; promulgación: 24/10/1958.