

Generación de energía eléctrica. Su evolución normativa y cuestiones a resolver

por Francisco Pozo Gowland

Sumario: 1. Aspectos generales de la generación. - 2. Modalidades de venta de la energía eléctrica. - 3. Medidas que alteraron el régimen legal de la generación de energía eléctrica. - 4. Conclusiones.

Uno de los hitos más importantes de la industria eléctrica en Argentina ha sido la sanción de la Ley N° 23.696 de Reforma del Estado(1). Allí se declararon “sujeto a privatización” la mayoría(2) de las empresas públicas propiedad del Estado Nacional.

En uso de las facultades que la citada ley le otorgara al Poder Ejecutivo Nacional fue dictado el Decreto N° 634/91 que dispuso la “Reconversión del Sector Eléctrico”. Posteriormente fue sancionada la Ley N° 24.065 que estableció el régimen aplicable a la industria eléctrica, disponiendo la segmentación vertical y horizontal de la industria distinguiendo la generación, el transporte y la distribución de energía eléctrica(3), que vino a modificar y complementar lo que estaba previsto en la Ley N° 15.336.

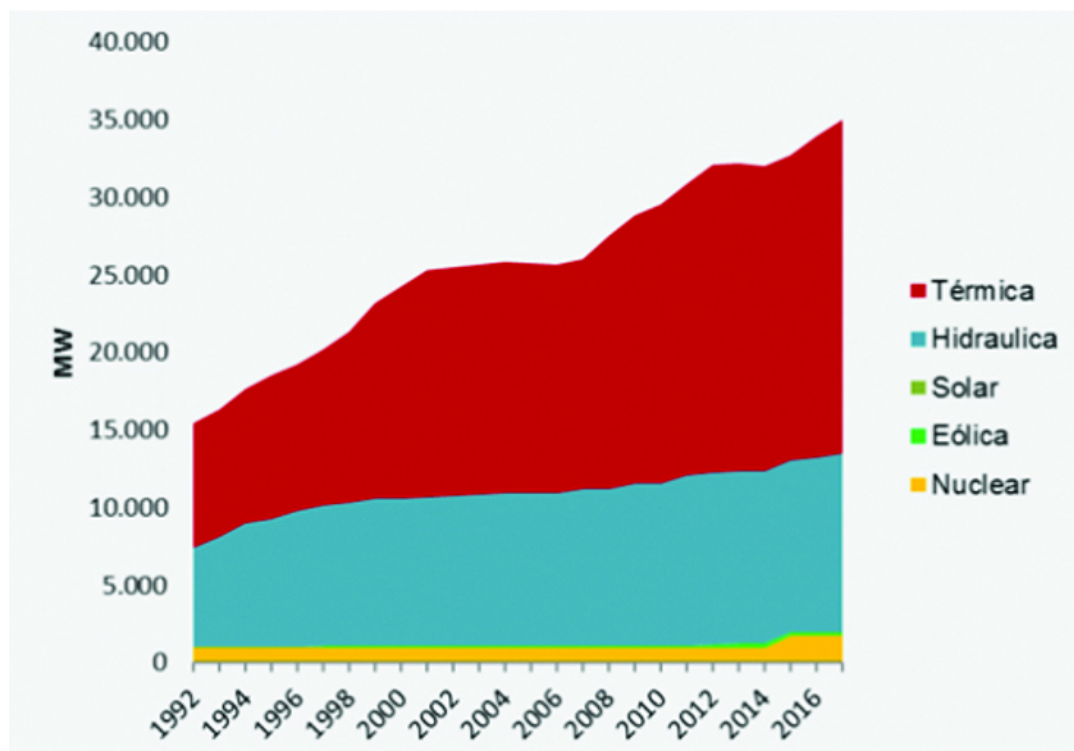
De esta forma se conformó un nuevo escenario con fuerte participación de capitales privados, con un régimen jurídico en el que el Estado Nacional se reservó las facultades regulatorias y de control.

Sin embargo, este nuevo marco regulatorio eléctrico(4) tuvo plena vigencia y aplicación por espacio de diez años, ya que luego ocurrieron importantes cambios a partir de la Ley N° 25.561(5) que, entre otras cuestiones, declaró la emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria(6), puso fin al régimen de convertibilidad y autorizó al Poder Ejecutivo Nacional a renegociar los contratos de obras y servicios públicos(7).

La Ley N° 25.561(8) previó que la emergencia se extendería hasta el 31.12.2004. Sin embargo, fue sucesivamente prorrogada por diversas normas, la última de las cuales fue la Ley N° 27.200, que extendió su vigencia hasta el 31.12.2017.

Ello dio lugar a que durante la emergencia se fueran dictando diversas normas que, bajo la invocación de esta excepcionalidad, modificaron las reglas de la generación de energía eléctrica, alterándose las bases previstas en el marco regulatorio eléctrico sancionado con motivo de las privatizaciones.

La mayoría de las normas expresaron que tenían como finalidad revitalizar el sector y proteger los intereses, tanto de los usuarios como de las empresas involucradas. Si bien hubo importantes inversiones para aumentar la capacidad de generación(9), como veremos, muchas de ellas no fueron el resultado del libre interés de los inversores, sino consecuencia de mecanismos regulatorios por las demoras en el pago a los generadores.



La crisis energética brinda un escenario propicio para revisar la evolución normativa desde la sanción de la Ley N° 24.065, analizar la situación actual e indicar las cuestiones que deben resolverse en el futuro próximo.

Me referiré en esta oportunidad a la generación de energía eléctrica, dejando lo concerniente a los segmentos de transporte y distribución para futuras publicaciones. Tampoco haré referencia a la normativa dictada en materia de generación de energía eléctrica de fuente renovable, ya que no ha implicado una modificación sustancial del Marco Regulatorio eléctrico, como sucedió con la generación térmica e hidroeléctrica.

1. Aspectos generales de la generación

La generación eléctrica se encuentra regulada por las Leyes N° 15.336 y N° 24.065, en donde es catalogada como una actividad de interés general(10), en los artículos 3° y 1°, respectivamente.

Si bien se trata de una actividad de interés general, en la que se aplican las reglas de competencia, la actividad está fuertemente regulada por el Estado Nacional(11). Por medio de dicha regulación el Estado pretende garantizar el correcto funcionamiento para asegurar el abastecimiento eléctrico en el que sin dudas está comprometido el interés público.

La generación eléctrica tiene lugar bajo diversas modalidades, en función de la fuente o combustible que se emplea: generación térmica, que utiliza derivados del petróleo, gas natural y carbón mineral; generación hidroeléctrica, que utiliza el agua de los embalses; generación nuclear que utiliza elementos radioactivos; y generación de fuentes renovables (eólica, solar, biomasa, biogás, biocombustibles, pequeños aprovechamientos hidroeléctricos y geotermia). La generación neta del tercer trimestre del año 2021 alcanzó los 37.058 GWh(12), proviniendo el 64.3% de fuentes térmicas, el 15.3% de origen hidráulico (excluyendo pequeños aprovechamientos menores a 50 MW de potencia), 7.9% nuclear y 12.5% renovable, de acuerdo con la clasificación establecida en la Ley 27.191(13).

La generación eléctrica se encuentra sujeta a la regulación y control del Estado Nacional. Por el art. 1° de Ley N° 15.336 “Quedan sujetas a las disposiciones de la presente ley y de su reglamentación las actividades de la industria eléctrica destinadas a la generación, transformación y transmisión, o a la distribución de la electricidad, en cuanto las mismas correspondan a la jurisdicción nacional; con excepción del transporte y distribución de energía eléctrica cuando su objetivo principal fuera la transmisión de señales, palabras o imágenes, que se regirán por sus respectivas leyes especiales”. El art. 3°, párrafo segundo, agrega: “Correlativamente, las actividades de la industria eléctrica destinada total o parcialmente a abastecer de energía a un servicio público serán consideradas de interés general, afectadas a dicho servicio y encuadradas en las normas legales y reglamentarias que aseguren el funcionamiento normal del mismo”. Por último, por el art. 6° establece: Declárase de jurisdicción nacional la generación de energía eléctrica, cualquiera sea su fuente, su transformación y transmisión, cuando: a) Se vinculen a la defensa nacional; b) Se destinen a servir el comercio de energía eléctrica entre la Capital Federal y una o más provincias o una provincia con otra o con el territorio de Tierra del Fuego, Antártida Argentina e Islas del Atlántico Sur; c) Correspondan a un lugar sometido a la legislación exclusiva del Congreso Nacional; d) Se trate de aprovechamiento hidroeléctricos o maremotores que sea necesario interconectar entre sí o con otros de la misma o distinta fuente, para la racional y económica utilización de todos ellos; e) En cualquier punto del país integren la Red Nacional de Interconexión; f) Se vinculen con el comercio de energía eléctrica con una nación extranjera; g) Se trate de centrales de generación de energía eléctrica mediante la utilización o transformación de energía nuclear o atómica...”.

Por su parte, la Ley N° 24.065 establece: “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”; “Se considera generador a quien, siendo titular de una central adquirida o instalada en los términos de esta ley, o concesionarios de servicios de explotación de acuerdo al artículo 14 de la Ley N° 15.336, coloquen su producción en forma total o parcial en el sistema de transporte y/o distribución, sujeto a jurisdicción nacional”; y que los generadores podrán celebrar contratos de suministro directamente con distribuidores y grandes usuarios, los cuales serán libremente negociados entre las partes -arts. 1°, 5° y 6°-.

2. Modalidades de venta de la energía eléctrica

Los generadores de energía eléctrica realizan su actividad dentro del Mercado Eléctrico Mayorista -MEM-, junto con los restantes agentes: transportistas, distribuidores y grandes usuarios.

Como señalé, la generación es una actividad de interés general por estar destinada al abastecimiento de la energía eléctrica. Los generadores entregan la energía a través del servicio público de transporte, que permite la reciban los distribuidores y los grandes usuarios. De esta condición resulta la doble regulación que rige a la generación eléctrica: desde lo operativo de las centrales, en cuanto a las reglas que consideran cuando están disponibles y cuando son despachadas y generan; y desde lo económico, respecto del precio que cobran por sus suministros y las modalidades de pago.

La Ley N° 24.065 establece diversas reglas que rigen la comercialización de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

El sistema eléctrico requiere la coordinación de los diversos estamentos que lo componen -generación, transporte y distribución-, para determinar las centrales que van integrando la generación, el sistema de transporte que realiza la transmisión, y los distribuidores que reciben el suministro para los usuarios finales junto a los grandes usuarios.

La Ley N° 24.065 en el artículo 35°, luego de establecer que el despacho técnico del sistema estará a cargo de una sociedad en la que el Estado Nacional será accionista(14), fijó los principios para el despacho de cargas estableciendo: “La Secretaría de Energía determinará las normas a las que se ajustará el DNDC(15) para el cumplimiento de sus funciones, las que deberán garantizar la transparencia y equidad de las decisiones, atendiendo a los siguientes principios: a) Permitir la ejecución de los contratos libremente pactados entre las partes, entendiendo por tales a los generadores (con excepción de aquellos comprendidos en el artículo 1° de la ley 23.696 y la parte argentina de los entes binacionales), grandes usuarios y distribuidores (mercado a término); b) Despachar la demanda requerida, en base al reconocimiento de precios de energía y potencia que se establecen en el artículo siguiente, que deberán comprometerse explícitamente a aceptar lo actores del mercado, para tener derecho a suministrar o recibir electricidad no pactada libremente entre las partes”.

Asimismo, el art. 36° la Ley N° 24.065 dispone: “La Secretaría de Energía dictará una resolución con las normas de despacho económico para las transacciones de energía y potencia contempladas en el inciso b) del artículo precedente que aplicará de DNDC. La norma referida dispondrá que los generadores perciban por la energía vendida una tarifa uniforme para todos en cada lugar de entrega que fije el DNDC, basada en el costo económico del sistema. Para su estimación deberá tenerse en cuenta el costo que represente para la comunidad la energía no suministrada. Asimismo, determinará que los demandantes (distribuidores) paguen una tarifa uniforme, estabilizada cada noventa (90) días, medida en los puntos de recepción, que incluirá lo que perciben los generadores por los conceptos señalados en el párrafo precedente, y los costos de transporte en los puntos de suministro y recepción”.

De estas normas surge que en el MEM deben coexistir los siguientes mercados:

- Un mercado a término, con cantidades, precios y condiciones pactadas libremente entre vendedores y compradores.

- Un mercado spot, con precios sancionados en forma horaria en función del costo económico de producción, a diferencia del mercado a término donde el precio es pactado libremente entre las partes. A este mercado accede la demanda, pero también los propios generadores para adquirir los faltantes que puedan ser necesarios para el cumplimiento de sus contratos en el mercado a término. La demanda de energía eléctrica y su costo varían según la época del año, las condiciones climáticas, los días de la semana y las horas del día. A su vez, afectan a la oferta los precios, la disponibilidad de los combustibles utilizados para generación y de sus máquinas, así como las limitaciones del sistema de transporte.

En lo que respecta a la fijación de los precios en el mercado spot, el costo marginal del sistema es el costo correspondiente a la máquina más ineficiente, es decir a la máquina más costosa en operación con la que se termina de cubrir la demanda, a una hora determinada. CAMMESA conociendo la demanda de cada momento y la disponibilidad de oferta, despacha las máquinas de generación que pudiendo cubrir esa demanda sean más económicas, siendo el precio spot del mercado de cada hora, el costo declarado por la máquina más cara despachada en esa hora.

Por lo tanto, además del costo económico, el ingreso de las centrales de generación se determina por la disponibilidad de las máquinas, las limitaciones que resultan del sistema de transporte y las exigencias operativas que hacen a la confiabilidad y seguridad del sistema. En el despacho que administra CAMMESA, respecto de la generación muchas veces presenta el conflicto entre el interés económico en despachar las máquinas más eficientes por el menor costo de producción, y el riesgo que para ello puede significar concentrar una excesiva generación proveniente de una determinada área territorial. Otra situación se plantea cuando por razones operativas de mantenimiento un generador debe sacar de servicio máquinas eficientes en costos económicos, o los transportistas deben dejar sin tensión ciertas líneas de transmisión para reparaciones, y CAMMESA posterga las autorizaciones por los sobrecostos que de ello puede derivar en el despacho económico.

- Un mercado de precios estabilizados trimestralmente previsto para el Mercado Spot. Los precios deben ser calculados por CAMMESA, en base a las proyecciones que surgen, entre otras cosas, de la información aportada por los agentes del MEM - generadores, transportistas y distribuidores-. Dichos precios son luego aprobados por la Secretaría de Energía y se aplican a las compras de energía eléctrica por los distribuidores. De esta manera, los distribuidores conocen los precios de la energía adquirida en el mercado spot que trasladan a la tarifa que pagan sus clientes(16). Esta modalidad se la conoce como pass-through, ya que los distribuidores trasladan directamente este costo a la tarifa de sus clientes.

Los Generadores son remunerados por la potencia y la energía. La potencia es la capacidad y disponibilidad de generación con que cuenta cada unidad de generación, que le permite comenzar a generar cuando cada máquina o turbina es convocada por CAMMESA, cuyo precio es determinado por la Secretaría de Energía. En cambio, la energía es la electricidad efectivamente generada y vendida en el MEM, que los distribuidores compran y pagan en el MEM a los Precios Estacionales. Las diferencias entre los precios de compra y venta de la energía se acumulan en el Fondo de Estabilización, que refleja la brecha entre los Precios Estacionales pagados por los distribuidores y los precios del Mercado Sport recibidos por los generadores.

En la generación eléctrica se considera tanto la potencia o capacidad de generación y la producción de electricidad debido, principalmente, a que la electricidad no se puede almacenar a costos razonables. Ello hace que para poder cubrir los requerimientos de la demanda en todo momento se tenga que tener capacidad instalada que en algunos períodos no es plenamente utilizada. La capacidad de generación se mide normalmente como megavatios (MW) o kilovatios (kW) de potencia, y se emplea tanto para determinar las dimensiones de los generadores eléctricos, como también de referencia para establecer la magnitud de los costos fijos (costo de inversión o costo de potencia y costos de mantenimiento fijos), los cuales se suelen expresar en un valor monetario -pesos o dólares- por MW instalado(17).

La tarifa que pagan los usuarios finales está conformada por el Precio Estacional, la tarifa de transporte y la tarifa de distribución.

3. Medidas que alteraron el régimen legal de la generación de energía eléctrica

A partir de 2002 el Mercado Eléctrico Mayorista vivió bajo un estado de continua emergencia, declarada primero por la Ley N° 25.561 que fue sucesivamente prorrogada, permaneciendo vigente hasta el 31.12.2017. A ello se agregó luego el Decreto N° 134/2015 que declaró la emergencia del Sector Eléctrico Nacional hasta el 31.12.2017, y posteriormente la Ley N° 27.541 del 23.12.2019 que declaró la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social, hasta el 31.12.2020.

La Ley N° 27.541 delegó en el Poder Ejecutivo Nacional ciertas facultades en los términos del art. 76 de la Constitución Nacional. Entre las bases de la delegación establecidas en el art. 2 de la ley, en el inciso b) se dispuso "Reglar la reestructuración tarifaria del sistema energético con criterios de equidad distributiva y sustentabilidad productiva y reordenar el funcionamiento de los entes reguladores del sistema para asegurar una gestión eficiente de los mismos". Ello, como veremos más adelante, impacta no solamente en la percepción de los ingresos de los distribuidores y transportistas, sino en los de los generadores, y ha impedido el funcionamiento de toda la industria eléctrica bajo las reglas del marco regulatorio eléctrico.

Desde la entrada en vigencia de la Ley N° 25.561 en enero de 2002, mediante diversas resoluciones se introdujeron modificaciones al régimen jurídico de la generación de energía eléctrica, en todos los casos bajo la invocación general de la emergencia pública.

Muchas de esas medidas no se correspondieron con los parámetros, pautas y disposiciones previstas en el marco regulatorio eléctrico, que llamativamente permaneció en vigencia.

Las normas más relevantes fueron las siguientes.

(i) La alteración en la consideración de los combustibles como costo de la generación. La Resolución SE N° 240/2003

La generación de energía eléctrica cuenta con diversas modalidades según el elemento a partir del cual se produce la energía eléctrica (combustibles para la generación térmica, agua para la hidráulica, elementos radioactivos para la generación nuclear; y los diferentes recursos naturales de la energía de fuentes renovables).

La Resolución N° 240/2003 fue dictada con carácter transitorio, aunque mantiene su vigencia. Allí se hizo referencia a la detección de una situación anormal en el abastecimiento de gas a las centrales eléctricas, que motivó mayor uso de combustibles líquidos. Por ello se resolvió modificar la metodología de fijación de precios que se venía aplicando en el MEM, desvinculando el

precio spot horario de los precios de los combustibles utilizados para generación, alterándose así el sistema de fijación de precios en función del costo económico de operación del sistema eléctrico.

La Resolución parte de suponer la plena disponibilidad de gas por parte de los generadores térmicos, independientemente que esto fuera o no así. Ello trajo aparejado que el costo de las máquinas térmicas que utilizaran combustibles líquidos y el valor del agua en el caso del despacho de las centrales hidroeléctricas, dejaran de ser considerados para la formación del precio de la energía.

(ii) Los cambios en el sistema de cancelación de las deudas en el MEM y el inicio de créditos impagos por ventas de energía. Resoluciones SE N° 406/2003 y N° 943/2003.

La Ley N° 24.065 establece en el art. 35° que en el MEM funcionan dos mercados: el mercado a término, con contratos libremente pactados entre vendedores y compradores; y el mercado spot, en el cual el precio de la energía se determina por el costo de producción de la última máquina que ingresa cada hora en el despacho para cubrir la totalidad de la demanda(18).

A efectos de brindar estabilidad al precio de la energía en el MEM, la Secretaría de Energía fija trimestralmente el precio estacional, que es el precio de la energía que pagan los distribuidores por las compras en el mercado spot. Las diferencias que existan entre el precio del mercado spot y el precio estacional son cubiertas por el Fondo de Estabilización, creado mediante el art. 36(19) de la Ley N° 24.065, a través de un sistema de estabilización de precios, regulado en el numeral 5.7(20) de Los Procedimientos(21). Allí se dispone que en caso de insuficiencia de recursos financieros en el Fondo de Estabilización, CAMMESA, en su función de Organismo Encargado del Despacho (OED), debe gestionar ante la Secretaría de Energía la asistencia financiera necesaria.

CAMMESA tiene a su cargo la administración del Mercado Eléctrico Mayorista. Su gestión se encuentra sujeta a las modalidades establecidas en los Procedimientos cuyo capítulo 5 establece el régimen de facturación, cobranza y liquidación. Una de las reglas básicas es que las cobranzas de los agentes deudores se distribuyen entre los agentes acreedores bajo la regla de proporcionalidad: "El proceso de facturación correspondiente a la operación del MEM se realizará mensualmente dentro de los primeros cinco días corridos del mes siguiente. A estos efectos, el OED actuará como mandatario, interviniendo en los procesos de emisión de facturas, liquidaciones y cobranzas por cuenta y orden de los agentes del MEM, según los procedimientos y modalidades explicitadas en el presente capítulo. Dado el carácter de mercado único bajo el cual se desarrolla la comercialización en el MEM, a los efectos del cálculo de las acreencias o las deudas que cada agente mantiene con el resto de los agentes participantes en las transacciones de cada mes, se aplicará el criterio de proporcionalidad. Este sistema de facturación implica que cada comprador en el MEM es deudor para con cada uno de los agentes que resultaron vendedores, en forma proporcional a su participación en el importe total de la venta. Un sistema de cobranzas centralizado asegurará que los pagos se efectúen e imputen guardando idéntico criterio de proporcionalidad, conforme los deudores vayan cancelando sus deudas. El OED será responsable de producir toda la información necesaria a estos efectos y emitirá por cuenta y orden de los agentes del MEM la documentación comercial, conforme los procedimientos explicitados en el presente capítulo. Asimismo administrará el sistema de cobranzas centralizado y el sistema de cancelación de deudas asociado".

A partir de junio del año 2003 el Precio Estacional fijado por la Secretaría de Energía no se correspondió con el costo real de generación, fijándose un valor menor al de este último. Ello produjo el déficit del Fondo de Estabilización, que generaba la imposibilidad de cubrir las diferencias entre lo recaudado de acuerdo a los precios y cargos facturados a los agentes demandantes, y los montos que efectivamente había que abonar a los agentes acreedores del MEM. Con tal motivo, la Secretaría de Energía dictó la Resolución N° 406/2003, mediante la cual estableció un mecanismo transitorio de asignación de los recursos para afrontar las acreencias de los agentes del MEM.

En ese sentido, la citada Resolución dispuso que en cada mes debían pagarse las acreencias ajustadas a la disponibilidad de los fondos cobrados con vencimiento en dicho mes en el orden establecido en su art. 4°, la proporcionalidad solo dentro de cada orden, y que lo que quedara pendiente de pago a los acreedores del MEM constituiría una deuda del Fondo de Estabilización que sería saldada en la medida en que dicho Fondo dispusiera de los recursos necesarios para tal fin. Asimismo, se estableció que las deudas impagas serían consolidadas devengando una tasa de interés, y un orden de prioridad que allí se dispuso para el pago de las acreencias que pudieran tener los agentes del MEM.

Posteriormente, mediante la Resolución N° 943/2003 la Secretaría de Energía clasificó a las acreencias adeudadas a los agentes del MEM en dos categorías: (i) con fecha cierta de vencimiento, y (ii) con fecha de vencimiento a definir, a las cuales se las denominó Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir (LVFVD).

Como la situación del Fondo de Estabilización no fue resuelta, los generadores fueron acumulando LVFVD por los créditos que poseían con CAMMESA.

Dado que los agentes del MEM empezaron a acumular LVFVD, la Secretaría de Energía buscó, en distintas oportunidades, involucrar a dichos acreedores en proyectos asociados a la industria eléctrica, con la finalidad de que destinaran dichos créditos a nuevas inversiones. Así sucedió fundamentalmente con el FONINVEMEM y en otros proyectos (22).

(iii) La cancelación de deudas con los Generadores. Las Resoluciones SE N° 712/2004, N° 826/2004, N° 1427/2004 y N° 1193/2005 y el FONINVEMEM

Debido al déficit que se fue generando en el Fondo de Estabilización porque el Precio Estacional fue inferior al costo de la generación, y la consecuente imposibilidad de hacer frente a las acreencias de los agentes generadores, se dispuso que dichos créditos serían saldados una vez que se contase con fondos. Estos se instrumentaron a través de las LVFVD.

A través de los Decretos N° 1181/2003, 365/2004 y 512/2004 se fueron transfiriendo en préstamo recursos del Fondo Unificado(23) al Fondo de Estabilización del MEM, con el objeto de sostener sin distorsiones el sistema de estabilización de precios en el MEM.

Con motivo del régimen instaurado por las Resoluciones SE N° 406/2003 y N° 943/03, los agentes acreedores del MEM fueron acumulando créditos por ventas impagas documentadas con LVFVD, por importantes montos.

En ese contexto la Secretaría de Energía dictó la Resolución N° 712/2004, mediante la cual creó el "Fondo para Inversiones Necesarias que Permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista" (FONINVEMEM), con el

objeto de incrementar la oferta de energía eléctrica disponible en los centros de demanda, con costos accesibles para el normal funcionamiento del MEM.

La intención de la Secretaría de Energía fue alentar la participación de los agentes acreedores del MEM en dichas inversiones, procurando la sustentabilidad y readaptación del sector eléctrico en beneficio de los usuarios e inversores, considerando conveniente que los mismos invirtieran parte de sus LVFVD. Para ello, la Secretaría de Energía a través de la Resolución N° 826/04 invitó a los generadores que invirtieran sus LVFVD, manifestando de forma irrevocable su voluntad de participar en el FONINVEMEM.

Mediante la Resolución SE N° 1427/2004 se efectuó una nueva invitación a los generadores, y se definieron los compromisos a asumir por quienes participarán en el FONINVEMEM, suscribiendo el "Acta de Adhesión para la Readaptación del MEM".

Como resultado se suscribió el Acuerdo Definitivo para la readaptación del MEM, cuyo texto fue aprobado como anexo de la Resolución SE N° 1193/2005. El artículo 2° del Acuerdo dispuso que los generadores debían construir dos centrales de ciclo combinado de al menos 800 MW cada una.

En cumplimiento de lo acordado en el Acuerdo Definitivo, los Generadores constituyeron las sociedades Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A. (TMB) y Termoeléctrica José de San Martín S.A. (TSM), suscribiéndose dos contratos de fideicomiso destinados cada uno a administrar el 50% de los recursos acumulados en el FONINVEMEM y los restantes fondos destinados al financiamiento de las Centrales conforme lo dispuesto en el Acuerdo Definitivo, en el cual CAMMESA asumió el rol de fiduciante, y el Banco de Inversión y Comercio Exterior S.A. (BICE) el de fiduciario.

Las LVFVD aportadas al FONINVEMEM fueron convertidas en dólares estadounidenses con un rendimiento anual equivalente a la tasa Libor + 1%, pagaderas en 120 cuotas iguales, mensuales y consecutivas, a partir de la habilitación comercial de los ciclos combinados que se propusieron construir. Entre enero y febrero del 2010 concluyó la construcción y habilitación comercial de los dos proyectos, por lo que a partir de los meses de marzo y abril de 2010 se comenzaron a pagar las respectivas cuotas.

El BICE, en su carácter de Fiduciario de ambos Fideicomisos, suscribió sendos Contratos de abastecimiento a los fines de regular la provisión al MEM de la energía generada por cada central, por el plazo de 10 años a contar desde la fecha de la habilitación comercial.

Al finalizar los Contratos de Abastecimiento que suscribieron los Fideicomisos Central Termoeléctrica Manuel Belgrano (CTMB) y Central Termoeléctrica José de San Martín (CTT) con CAMMESA, se extinguieron los Contratos de Fideicomiso de CTMB el 7 de enero de 2020, y de CTT el 2 de febrero de 2020.

Ambos Fideicomisos establecieron que una vez extinguidos se iniciaba un periodo de 90 días dentro del cual las Sociedades Generadoras y sus accionistas debían llevar a cabo todos los actos societarios necesarios para permitir que los aportantes privados titulares de Certificados de Participación y el Estado Nacional, pudiesen recibir las correspondientes acciones en el capital de la Sociedad Generadora, lo cual fue realizado en el transcurso del año 2020.

(iv) El Programa Energía Plus para promover nuevas inversiones en generación. La Resolución SE N° 1281/2006

En 2006 la crisis económica y social que llevó a declarar la emergencia pública en 2002 por la Ley N° 25.561 se había mayormente superado. Sin embargo, el gobierno nacional decidió mantener sin ajuste el Precio Estacional. El mantenimiento del precio bajo de la energía eléctrica alentó el aumento del consumo, tanto industrial como domiciliario, pero desalentó la realización de nuevas inversiones en generación. Por tal motivo, se inició un proceso de creación de normas específicas para fomentar nuevas inversiones.

A través de la Resolución N° 1281/06 la Secretaría de Energía lanzó el programa Energía Plus, para promover el aumento de la capacidad de generación eléctrica, con el fin de satisfacer la creciente demanda y favorecer el desarrollo de la producción industrial nacional.

Allí se estableció un orden de prioridades para el suministro eléctrico en el caso de tener que aplicar restricciones, que la energía comercializada en el Mercado Spot tendría como prioridad satisfacer las demandas atendidas por los distribuidores y/o prestadores del servicio público de electricidad que carecieran de la capacidad necesaria para contratar su abastecimiento en el MEM. También exigió que las grandes industrias satisficieran sus mayores demandas de energía mediante generación propia, o mediante la firma de contratos a término con generadores.

La Resolución SE N° 1281/2006 fue reglamentada por la Secretaría de Energía mediante las Notas N° 1374(24) -en la que se establecieron los "Criterios para la implementación Resolución N° 1281/2006"-, N° 1375 de fecha 27.10.2006 y N° 1408 de fecha 06.11.2006, todas ellas remitidas a CAMMESA en una práctica bastante extendida de dictar reglamentaciones mediante notas dirigidas al administrador del Despacho. Todas las Notas fueron ratificadas posteriormente mediante la Resolución SE N° 1784/2006.

Mediante la citada Resolución se dispuso que los grandes usuarios con potencias mayores o iguales a 300 KW disponen de la última prioridad de abastecimiento y son responsables de asegurar la satisfacción de sus demandas y de sus crecimientos con respaldo físico. También deben cumplir con reducciones de demanda eventualmente requeridas por CAMMESA.

En caso de verificarse incumplimientos con la disminución de carga instruida por CAMMESA, se dispuso que los grandes usuarios debían abonar un monto suplementario, calculado en función de la energía horaria consumida en exceso.

Hasta el 30 de octubre de 2007, el valor del excedente de energía consumida se calculaba a partir del promedio del costo adicional de las unidades generadoras despachadas. A partir del 1° de noviembre del mismo año, el cálculo se basó en el costo marginal de operación de cada hora en la que se produjera el exceso.

Por la Resolución ENRE N° 115/2007, el ENRE estableció la exigencia a Edenor, Edesur y Edelap de presentar toda la documentación que sustente la aplicación de los cargos adicionales en los casos que en principio correspondan.

(v) Nuevos contratos de abastecimiento con CAMMESA para alentar inversiones en generación. La Resolución SE N° 220/2007

Mediante la Resolución SE N° 220/2007 se previeron contratos de abastecimiento con la nueva oferta de generación que se instalara en el MEM, actuando como comprador CAMMESA y no un distribuidor o un gran usuario de manera directa. Se previó como nueva modalidad de contratación los PPA (Power Purchase Agreement o Contratos de Abastecimiento Mayorista de Electricidad) a largo plazo, en dólares. El precio a pagar por CAMMESA debía remunerar la inversión realizada por el agente con una tasa de retorno aceptada por la SE.

El plazo del contrato de abastecimiento debía ser por 10 años, aunque excepcionalmente la Secretaría de Energía podía disponer un plazo menor.

La remuneración a percibir por la nueva generación se determinaría “en base a los costos aceptados por la Secretaría de Energía”. El contrato de abastecimiento debía prever un régimen de sanciones por incumplimiento en función de la afectación al MEM.

En este esquema, una vez analizada la información suministrada por el generador, la Secretaría de Energía fijaría una remuneración a percibir mensualmente, teniendo en cuenta la anualidad de los costos de instalación y los costos fijos y variables para la operación y mantenimiento. La Resolución previó que dichos costos podrían ser revisados cuando alguno de sus componentes presentase variaciones significativas, ello para asegurar que el costo se encontrase cubierto con la remuneración asignada bajo el contrato de abastecimiento.

Asimismo, se estableció que mientras fuese de aplicación la Res. SE N° 406/2003, las obligaciones derivadas de los contratos de abastecimiento tendrán prioridad para su cancelación.

Posteriormente, la Resolución N° 200/2009 extendió la habilitación para la realización de contratos de abastecimiento previstos en la Resolución N° 220/2007, a los Agentes Generadores, Cogeneradores o Autogeneradores que, a la fecha de publicación de la Resolución, fuesen agentes del MEM, y que sean objeto de participación estatal mayoritaria o que sean empresas controladas por el Estado Nacional.

La Secretaría de Energía dictó varias Resoluciones que tuvieron por finalidad la suscripción de Contratos de Abastecimiento, como las Resoluciones N° 1836/2007, N° 200/2009, N° 762/2009(25), N° 108/2011, N° 137/2011 y N 21/2016.

(vi) Contratos de compromiso de abastecimiento por parte de los generadores que presentasen planes de reparación y/o repotenciación La Resolución SE N° 724/2008

En los considerandos de esta Resolución la Secretaría de Energía señaló que como consecuencia de la metodología definida en la Resolución SE N° 403/2003, los Agentes Generadores con acreencias en el Mercado Spot no tenían la seguridad suficiente de disponer de los recursos económicos necesarios para afrontar los costos que ocasionaban una reparación mayor, el reemplazo y/o modificación para su repotenciación de equipos generadores de gran potencia y/o de sus instalaciones asociadas, ya que aquéllos, en principio, podían no ser completamente cubiertos por los Costos Variables de Producción reconocidos en el MEM, y que en los últimos tiempos se habían producido fallas de larga duración en distintos equipos de generación o de instalaciones asociadas a ellos, que habían incrementado el riesgo del abastecimiento de la demanda en las condiciones de confiabilidad y seguridad requeridas.

Ante esa situación se habilitó la posibilidad de realizar contratos de compromiso de abastecimiento por parte de los generadores que presentasen planes de reparación y/o repotenciación, acreditando que el costo de aquellos superaba el 50 % de los ingresos previstos a percibir en el Mercado Spot, durante la vigencia del contrato. Los contratos que se suscribiesen tenían una vigencia de 36 meses corridos, con una opción a una única renovación de 6 meses. La parte vendedora era el generador y la compradora CAMMESA. Asimismo, se aseguraba prioridad para el pago de la remuneración.

El Contrato debía incluir un régimen de sanciones por incumplimientos por indisponibilidad de las unidades de generación comprometidas o por incumplimiento en la ejecución de los trabajos.

(vii) La suspensión de los contratos a término y la centralización de la compra de combustibles para la generación térmica en CAMMESA. Las Resoluciones SE N° 95/2013 y N° 70/2018 y Resolución MDP N° 12/2019

La Resolución SE N° 95/2013 tuvo por finalidad aportar los recursos que permitieran garantizar la sustentabilidad de la actividad de generación y asegurar el suministro a largo plazo. En sus considerandos se señaló la necesidad de adecuar la normativa que regía en el MEM en los aspectos vinculados con la remuneración de los agentes generadores, cogeneradores y autogeneradores, a fin de aportar los recursos que permitiesen garantizar la sustentabilidad de su actividad y, consecuentemente, asegurar el suministro a los usuarios finales de todo el país. Se señaló que desde el dictado de las Resoluciones SE N° 1193/2005, N° 1281/2006 y N° 220/2007, la generación de energía eléctrica ingresada con posterioridad a la entrada en vigencia de dichas normas contaba con una remuneración diferencial respecto de la generación anteriormente instalada, cuyo sustento económico se instrumentaba principalmente a partir de la celebración de contratos de mediano o largo plazo para la venta de la potencia disponible y de la energía producida por dichas instalaciones.

En este contexto, la Resolución SE N° 95/2013 estableció tres cuestiones de importancia vinculadas al funcionamiento del MEM.

(a) Régimen Remuneratorio.

Definió el concepto de “Disponibilidad Objetivo”, según la correspondiente tecnología; se estableció un esquema de “Remuneración de Costos Fijos” en pesos que tenía en cuenta la Potencia Puesta a Disposición (PPAD) en las horas de remuneración de potencia (hrp), según el tipo de generación, la tecnología y la escala, previéndose que se cobraría un porcentaje de la remuneración establecida en el Anexo I de la resolución, dependiendo del porcentaje de cumplimiento de Disponibilidad Objetivo.

También se aprobó una “Remuneración de Costos Variables” en pesos, que excluyó a los combustibles y que variaba según el tipo de generación y la escala; se aprobó una “Remuneración Adicional” que también se fijó en pesos según el tipo de generación y escala.

Por otra parte, si bien se estableció que no sería de aplicación las disposiciones de la Resolución SE N° 406/2003 para el pago de las remuneraciones, se indicó que se aplicaría la proporcionalidad para el pago de las acreencias con los fondos de CAMMESA y que se pagaría en un primer orden la Remuneración de Costos Fijos, los costos de combustibles y la Remuneración de los Costos

Variables (no combustibles) y, en segundo lugar, la Remuneración Adicional de los generadores. Además, se estableció que en la medida en que los contratos entre los generadores y los proveedores de combustibles se vayan venciendo, dejarán de reconocerse los costos asociados a la operación.

(b) Suspensión del Mercado a Término.

Como ya señalamos, según la regulación dispuesta por el art. 35 de la Ley N° 24.065, coexiste un mercado a término, con precios libremente pactados, y un mercado spot.

El art. 9 de la Resolución SE N° 95/2013 dispuso la suspensión transitoria de la incorporación de nuevos contratos en el Mercado a Término del MEM para su administración por parte del OED, salvo aquellos que son producto de las Resoluciones indicadas en su art. 1(26).

Asimismo, estableció que, una vez finalizados los contratos del Mercado a Término preexistentes al dictado de la Resolución y con la excepción indicada en el párrafo precedente, sería obligación de los Grandes Usuarios del MEM adquirir su demanda de energía eléctrica al OED.

Por último, dispuso que los contratos del Mercado a Término que se encontrasen vigentes a la fecha continuarían administrándose conforme a la regulación vigente hasta su finalización, no pudiendo ser renovados ni prorrogados.

(c) Adquisición de combustible.

El art. 8 de la Resolución SE N° 95/2013 dispuso que con el objeto de optimizar y minimizar los costos en el abastecimiento de combustibles a las centrales del MEM, la gestión comercial y el despacho de combustibles, quedaría centralizado en el OED, y que a medida que las relaciones contractuales entre los Agentes del MEM y sus proveedores de combustibles e insumos asociados se vayan extinguiendo, dejarían de reconocerse tales costos asociados a la Operación.

Este régimen fue posteriormente modificado mediante la Resolución N° 70/2018, que facultó a los Agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM a procurarse el abastecimiento de combustible propio para la generación de energía eléctrica.

Sin embargo, la Resolución N° 12/2019 del Ministerio de Desarrollo Productivo derogó la Resolución N° 70/2018, restableciendo la vigencia del art. 8 de la Resolución N° 95/2013, centralizando en CAMMESA la compra de combustible a utilizar por las centrales térmicas.

(viii) Aumento de los precios y el reconocimiento de costos para mantenimiento. La Resolución SE N° 529/2014

A fin de asegurar la generación de energía eléctrica en condiciones económicamente razonables y previsibles en el tiempo para garantizar la continuidad del crecimiento económico y el desarrollo social, la Secretaría de Energía dictó la Resolución N° 529/2014 mediante la cual dispuso un aumento en la remuneración de los generadores de energía eléctrica.

La remuneración fijada mediante esta resolución mantuvo los conceptos remuneratorios previstos en la resolución SE N° 95/2013, aumentando los valores determinados por esta última. Además, incorporó el concepto de “Remuneración de los Mantenimientos no Recurrentes”.

Cabe señalar que esta resolución, al igual que la Resolución SE N° 95/2013, fijó remuneraciones según tecnología y escala a percibir por cada generador, apartándose del sistema de precio único horario determinado por el precio de la máquina más cara despachada en una hora.

Finalmente, mediante las Resoluciones N° 482/2015 de la Secretaría de Energía, y N° 22/2016 de la Secretaría de Energía Eléctrica, se dispusieron nuevos incrementos en la remuneración de los generadores de energía eléctrica, actualizando montos correspondientes a la remuneración de costos fijos, remuneración de los costos variables (no combustibles), remuneración adicional, remuneración de los mantenimientos no recurrentes, y de la remuneración de los costos fijos de máquinas térmicas en función de su disponibilidad.

(ix) La necesidad de nuevas inversiones en generación de rápida disponibilidad. La Resolución N° 21/2016 de la Secretaría de Energía Eléctrica

Mediante el Decreto N° 134/2015 se declaró la emergencia del sector eléctrico nacional, desde el 17 de diciembre de 2015 hasta el 31 de diciembre de 2017, y se instruyó al Ministerio de Energía y Minería para que elaborara un programa de acciones necesarias en relación a los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, lo pusiera en vigencia y lo implementara, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico, garantizando la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicamente adecuadas.

En este contexto se dictó la Resolución N° 21/2016, mediante la cual se implementó una convocatoria a manifestaciones de interés por parte de inversores ajenos al Estado Nacional que fueran o estuvieran en condiciones de ingresar como agentes generadores, cogeneradores o autogeneradores del MEM para la instalación de nueva oferta de generación vinculada al SADI. La Secretaría de Energía convocó a una licitación para nueva capacidad de generación térmica con compromiso de estar disponible en el MEM (Mercado Eléctrico Mayorista) para el verano 2016/2017, el invierno 2017 y el verano 2017/2018. Los oferentes adjudicados suscribieron un Contrato de Abastecimiento con CAMMESA por un cargo fijo (US\$/MW-mes) y un cargo variable sin incluir combustibles (US\$/MWh), en representación de los distribuidores y grandes usuarios del MEM.

Una condición esencial fue el reconocimiento de prioridad de pago. El artículo 3° de la Resolución en el último apartado dispuso: “La prioridad de pago de los CONTRATOS DE LA DEMANDA MAYORISTA (CdD), será primera en el orden de prelación, equivalente a la que tienen los Contratos de Abastecimiento vigentes con el BANCO DE INVERSIÓN Y COMERCIO EXTERIOR (BICE), como Fiduciario de los Fideicomisos Central Termoeléctrica Manuel Belgrano y Central Termoeléctrica Timbúes, desde enero y febrero del año 2010, respectivamente. Esta prioridad de pago a la vez, es y se mantendrá equivalente a la que tiene el pago del costo de los combustibles líquidos utilizados para la generación de energía eléctrica”.

Por otra parte, en el inciso 8 del artículo citado, claramente se establece que los CdD deben indicar “La remuneración a percibir por la parte vendedora y a pagar por la parte compradora por la potencia que resulte asignada y la energía eléctrica suministrada,

determinada sobre la base del precio ofertado por la potencia puesta a disposición DÓLARES ESTADOUNIDENSES POR MEGAVATIOS POR MES (U\$s/MW/mes) y por la energía eléctrica generada DÓLARES ESTADOUNIDENSES POR MEGAVATIOS POR HORA (U\$s/MW/h) con cada combustible”.

De esta manera, la resolución autorizó que la nueva oferta de generación que se realizase en el marco de dicha norma fuera efectuada en dólares estadounidenses en lugar de en pesos argentinos. De todos modos los montos son pagados por CAMMESA en pesos argentinos, equivalentes a los dólares estadounidenses que resulten de convertir los pesos consignados en la respectiva liquidación de ventas para los valores de remuneración nominados en dólares estadounidenses, aplicando la tasa de cambio publicada por el Banco Central de la República Argentina “Tipo de Cambio de Referencia Comunicación “A” 3500 (Mayorista)” correspondiente al día hábil previo a la fecha de vencimiento especificada en la liquidación de ventas.

(x) Nueva convocatoria para proyectos de cogeneración y cierre de ciclos combinados. La Resolución SE N° 287/2017

En este caso, la Secretaría de Energía Eléctrica mediante la Resolución N° 287/2017 hizo -a través de CAMMESA- una convocatoria abierta a interesados en vender energía eléctrica proveniente de la instalación de nueva capacidad de generación. La licitación fue convocada para proyectos de cogeneración y cierre de ciclos combinados(27) sobre equipamiento ya existente. Los proyectos debían ser de bajo consumo específico y la nueva capacidad no debía incrementar las necesidades del transporte eléctrico más allá de las capacidades existentes, o caso contrario debía incluir a costo del oferente las ampliaciones necesarias.

Los proyectos adjudicados fueron remunerados con un Contrato de Abastecimiento con vigencia de 15 años. La remuneración está compuesta por el precio de la potencia disponible, más el costo variable sin combustible por la energía suministrada y el costo del combustible (si se oferta), menos las penalidades y el excedente de combustible. Los excedentes de potencia se remunerarían como capacidad vieja.

(xi) La generación eléctrica bajo la emergencia eléctrica del Decreto N° 134/15 y de la emergencia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social de la Ley N° 27.541

Bajo la emergencia del Decreto N° 134/21 y de la Ley N° 27.541 fueron dictadas diversas normas reglamentarias de la generación para el abastecimiento eléctrico.

Resolución SE N° 19/17: mediante esta resolución la Secretaría de Energía aprobó un nuevo esquema remuneratorio, estableciendo conceptos remunerativos por tecnología y escala, los cuales contemplaban precios en dólares estadounidenses que serían abonados en pesos argentinos, conforme al tipo de cambio del Banco Central de la República Argentina vigente al último día hábil del mes de la transacción económica correspondiente, siendo el vencimiento de la transacción el previsto en Los Procedimientos de CAMMESA.

En lo que respecta a los generadores térmicos, la Resolución N° 19/17 definió una remuneración mínima de potencia por tecnología y escala y habilitó a los agentes generadores, cogeneradores y autogeneradores titulares de Centrales Térmicas convencionales a ofrecer Compromisos de Disponibilidad Garantizada por la potencia y energía de sus unidades no comprendidas bajo Energía Plus y el Contrato de Abastecimiento MEM en el marco de la Resolución N° 220/07.

Los Compromisos de Disponibilidad debían declararse por cada unidad por el lapso de tres años, conjuntamente con la información para la Programación Estacional Verano (con excepción de 2017, presentado para el período estacional invierno), pudiendo contemplar valores de disponibilidad distintos en los períodos estacionales semestrales de verano e invierno.

Finalmente, se dispuso que los Generadores celebrarían un contrato de Compromiso de Disponibilidad Garantizada con CAMMESA, pero se estableció que ésta última podría cederlo a la demanda según lo defina la Secretaría de Energía. La remuneración de la Potencia para generadores térmicos con compromisos sería proporcional a su cumplimiento.

En el caso de las centrales hidroeléctricas se estableció una remuneración base y una remuneración adicional de potencia. La disponibilidad de potencia se determinaría independientemente del nivel del embalse o de los aportes y erogaciones. Asimismo, en el caso de las centrales de bombeo, para calcular la disponibilidad se consideraba: i) la operación como turbina en todas las horas del período, y ii) la disponibilidad como bomba en las horas valle de todos los días y en las horas de resto de días no hábiles.

Para el caso de otras tecnologías, como la eólica, la remuneración se componía de un precio base -US\$ 7,5/MWh- y un precio adicional -de US\$ 17,5 por MWh-, ambos vinculados a la disponibilidad del equipamiento instalado, con un tiempo de permanencia operativa superior a los 12 meses contados desde el inicio de la Programación Estacional de Verano.

Se dispuso la remuneración por energía generada a precios variables por tipo de combustible (gas natural/hidrocarburos). La remuneración por Energía Operada se aplicaba sobre la integración de las potencias horarias del período (sobre unidades rotando), valorizada a US\$ 2 por MWh para cualquier tipo de combustible.

Resolución SRRyME N° 1/2019: la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico dictó esta Resolución, en cuyos considerandos se destacó que habiendo finalizado la emergencia del Sector Eléctrico Nacional el 31.12.2017, era necesario orientar los mecanismos regulatorios, que permitieran gradualmente ordenar el Sector Eléctrico Nacional con los principios rectores contenidos en las Leyes N° 15.336 y N° 24.065 que integran el Marco Regulatorio Eléctrico.

En este sentido, la intención fue adecuar la remuneración de la generación no comprometida en cualquier tipo de contrato, hacia mecanismos de eficiencia, promoviendo un régimen de mayor libertad y competencia en el MEM, para lo cual era necesario adaptar los criterios de remuneración establecidos en la Resolución N° 19/2017 a condiciones económicamente razonables, eficientes y que fueran asignables y/o trasladables a la demanda.

Por tal motivo, se derogó a partir del 01.03.2019, la Resolución N° 19/2017, desconociendo los Compromisos de Disponibilidad de Potencia celebrados con anterioridad, estableciendo un nuevo régimen remuneratorio para los generadores, cogeneradores y autogeneradores del MEM que no tuvieran comprometida su energía en otros contratos, reduciendo sustancialmente el precio para la potencia y energía fijados en la Resolución N° 19/2017.

Asimismo, el art. 8 dispuso que “El OED convertirá los valores nominados en DÓLARES ESTADOUNIDENSES a PESOS ARGENTINOS, utilizando la tasa de cambio publicada por el BANCO CENTRAL DE LA REPÚBLICA ARGENTINA “Tipo de Cambio de Referencia

Comunicación 'A' 3500 (Mayorista)", del día anterior a la fecha de vencimiento de las transacciones económicas", ya que la remuneración estaba fijada en dólares.

Resolución N° 31/2020: la Secretaría de Energía dictó esta resolución haciendo referencia a la Ley N° 27.541 declaró la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social, y delegó facultades al Poder Ejecutivo entre las cuales se encuentra la de reglar la reestructuración tarifaria del sistema energético con criterios de equidad distributiva y sustentabilidad productiva.

En este sentido, señaló que los sistemas de remuneración establecidos en el MEM propenden a asegurar la suficiencia y calidad del abastecimiento en las condiciones definidas en la Ley N° 24.065, al mínimo costo posible para el Sistema Eléctrico Argentino, ya que en definitiva esos costos deben ser asumidos por los usuarios del servicio.

Por estos motivos, consideró que resultaba necesario adecuar la remuneración de la generación no comprometida en cualquier tipo de contrato, asegurando el cumplimiento de los criterios de equidad distributiva y sustentabilidad productiva, adaptando los criterios de remuneración establecidos en la Resolución N° 1/2019.

Se indicó que para realizar estas adecuaciones resultaba necesario tomar en consideración la magnitud de los acontecimientos económico-financieros del país, en particular la abrupta apreciación del tipo de cambio, que impactaba ostensiblemente en la remuneración prevista en la Resolución N° 1/19, ya que la variación del tipo de cambio había sido significativamente mayor a la variación de los costos de producción de energía eléctrica, por lo que se entendió necesario reestablecer la relación entre ellos.

Por lo tanto, se fijaron nuevos parámetros remuneratorios, derogándose el art. 8 de la Resolución N° 1/2019, fijándose el precio por la potencia y energía en pesos argentinos, y no en dólares.

En definitiva, la remuneración de la generación no comprometida en cualquier tipo de contrato, a partir de la entrada en vigencia de la Resolución N° 31/2020, se encuentra fijada en pesos, cuando anteriormente estaba fijada en dólares, y era abonada en pesos, al tipo de cambio oficial.

Resolución SE N° 440/2021: estableció nuevos valores remuneratorios, modificándose el régimen previsto en la Resolución N° 31/2020.

(xii) El impacto de los intercambios de energía eléctrica con Brasil. La Resolución SE N° 1037/2021

La Secretaría de Energía mediante la Resolución N° 1037/2021 creó la cuenta de exportaciones del Fondo de Estabilización del MEM. En sus considerandos mencionó que, en el marco de los acuerdos bilaterales suscriptos entre Argentina y Brasil, CAMMESA estaba exportando energía eléctrica, ubicando excedentes disponibles de potencia, asociada a generación térmica local sin despacho.

Por tal motivo, la Secretaría de Energía creó la cuenta de exportaciones del Fondo de Estabilización del MEM, cuyos fondos tendrán como destino el financiamiento de obras de infraestructura energética, que la Secretaría oportunamente instruya. Los fondos provenientes de la exportación de energía se acumularán en el referido fondo, una vez deducidos los costos incurridos para abastecer las exportaciones, como combustibles, generación y transporte.

Asimismo, en el art. 4 se efectuó un reconocimiento adicional y transitorio en la remuneración de los Agentes Generadores comprendidos en la Resolución N° 440/2021, para las transacciones económicas comprendidas entre el 01/09/2021 y el 28/02/2022.

Lo llamativo de esta Resolución es que con los fondos obtenidos de la exportación de energía eléctrica se crea una cuenta especial para realizar obras de infraestructura cuanto el propio Fondo de Estabilización requiere de esas sumas para normalizar su funcionamiento. Detraer las sumas de dinero generadas por la exportación de energía eléctrica requerirá que se sigan remitiendo fondos el Tesoro al Fondo de Estabilización del MEM, para efectuar las liquidaciones mensuales.

(xiii) La actualización de los precios de la energía eléctrica en el MEM. La Resolución SE N° 238/2022

Con fecha 18.04.2022 fue dictada la Resolución N° 238/2022 a los fines de "actualizar dichas remuneraciones, a condiciones económicamente razonables y eficientes, con vigencia a partir de las transacciones económicas correspondientes al mes de febrero de 2022". En consecuencia, se sustituyeron los Anexos I, II, III, IV y V de la Resolución SE N° 440/2021.

También se dejó sin efecto a partir de la transacción económica de febrero 2022 la remuneración adicional y transitoria establecida en el Artículo 4° de la Resolución SE N° ???/???

Así se fijaron valores para el precio de la energía térmica e hidráulica con la intención de generar interés en nuevas inversiones para acompañar el crecimiento de la demanda, fijándose también un régimen para la cancelación de los financiamientos otorgados oportunamente para la ejecución de mantenimientos no recurrentes (mayores y/o extraordinarios conforme lo establecido en las Resoluciones ex - S.E. N°146/2002, N° 529/2014 y sus continuadoras).

4. Conclusiones

La evolución normativa que ha reglamentado la generación de energía eléctrica, permite formular las siguientes conclusiones:

a. El régimen general de la Ley N° 24.065 se mantuvo vigente. Sin embargo, la reglamentación dictada a partir de 2002 hasta la fecha, en general invocando la emergencia declarada por la Ley N° 25.561, el Decreto N° 134/2025 y la Ley N° 27.541, dispuso normas que se han apartado notoriamente de las reglas básicas de la generación eléctrica.

b. La suspensión de los contratos a término, dispuesta por el art. 9 de la Resolución SE N° 95/2013, ha impedido desde hace nueve años que se celebren contratos de abastecimiento entre compradores y vendedores, con un precio libremente pactado entre las partes. Por ello, en ese contexto solo se han celebrado contratos de abastecimiento, con precios libremente pactados, en licitaciones convocados por CAMMESA, y que tuvieron por finalidad incorporar nuevas fuentes de generación convencional(28) o renovable(29).

Los contratos a término no solo es alternativa prevista en la Ley N° 24.065, sino que además es una modalidad claramente útil para el desarrollo de la industria eléctrica, ya que brinda un incentivo que resulta de los intercambios entre la oferta y la demanda.

c. Un aspecto relevante ha sido la fijación del Precio Estacional que fija el precio que paga la demanda, en valores muy inferiores al costo de generación. Ello ha tenido dos consecuencias relevantes: la creación de los subsidios, para cubrir el déficit del Fondo de Estabilización con fondos públicos; las continuas demoras con la que los agentes acreedores del MEM -generadores y transportistas- pueden percibir los créditos que resultan de las transacciones que mensualmente liquida CAMMESA.

d. El Estado Argentino, en el acuerdo de renegociación de deuda con el Fondo Monetario Internacional asumió el siguiente compromiso: “Implementaremos un conjunto de medidas para mejorar la eficiencia, equidad y sustentabilidad del sector energético mediante políticas que apunten a reducir los costos de la energía y mejoren la focalización de los subsidios otorgados por el gobierno. En base a las acciones de corto y mediano plazo que se describen a continuación, esperamos que, con el correr del tiempo, las tarifas energéticas reflejen mejor la cobertura de costos, al tiempo que mantengan asegurada la protección de los hogares de más bajos ingresos”.

El mantenimiento de los subsidios en la generación eléctrica es uno de las principales causantes del déficit fiscal, reconocido por las autoridades. Cuando el Ministerio de Economía envió al Congreso de la Nación el proyecto de Ley de Presupuesto 2021 de la República Argentina señaló que los subsidios para el sector de la energía eléctrica alcanzarían un total de 4.848 millones de dólares. De ese monto, 4.781 millones de dólares correspondían a CAMMESA para la cancelación de sus deudas. En 2022 se destinarían 7.380 millones de dólares al área energética, del cual el sector eléctrico recibiría un 70% del total del subsidio al sector(30).

La reciente Resolución ME N° 235/2022 que llamó a audiencia pública para el tratamiento de la implementación de la segmentación en el otorgamiento de los subsidios al precio de la energía por parte del Estado Nacional a los usuarios del servicio de gas natural y del servicio de energía eléctrica, para el bienio 2022-2023, en sus considerandos expresó: “Que el monto del subsidio del Estado Nacional al precio de la energía eléctrica se ha ido incrementando en los últimos dos (2) años, ya que el Precio Estacional de la Energía Eléctrica (PEST) se mantuvo inalterado desde 2020 de acuerdo con la Ley 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública y sus modificaciones, mientras que los costos de generación han crecido, y se estima que esta tendencia ascendente de estos últimos continuará durante 2022”.

e. La generación térmica, que representa un porcentaje superior al 60% del total de la potencia instalada actual, debe funcionar principalmente con gas natural. Ello indica el vínculo estrecho entre el gas natural y la energía eléctrica. La suma empleada para mantener bajas las tarifas de electricidad y gas es el principal componente de este gasto y las recientes audiencias de consumidores podrían definir algunos aspectos claves. En 2021, los subsidios económicos pagados por el Tesoro Nacional fueron de casi 1,4 billones de pesos, equivalentes al 3,1% del PBI, lo cual explica por sí solo el déficit primario nacional. Esta relevancia macro ha vuelto a los subsidios un punto central de las negociaciones con el FMI, ya que su reducción es esencial para avanzar en el rebalaceo macro-fiscal. Esto implica que gran parte del déficit fiscal primario de 2021 está explicado por los subsidios a las tarifas de servicios públicos(31).

f. La Ley N° 24.065 declaró a la generación eléctrica como una actividad de interés público, pero bajo un régimen de competencia entre quienes la realizan. La competencia en la generación se expresa bajo dos modalidades: la gestión en el suministro de los combustibles en la generación térmica; y la posibilidad de celebrar contratos a término con distribuidores y grandes usuarios, lo cual brinda una alternativa para la realización de nuevas inversiones. Ambas posibilidades han sido suspendidas. Es necesario su restauración, no solo por una conveniencia económica, sino fundamentalmente porque constituye una exigencia legal bajo el régimen de la Ley N° 24.065. De lo contrario, los generadores se limitan a ser meros agentes a cargo de la operación y mantenimiento de las centrales.

En síntesis, bajo la emergencia pública la generación eléctrica se ha apartado notoriamente de los principios y reglas del marco regulatorio. Los mecanismos de fijación de precios que no responden a los costos de generación han producido una recurrente crisis en el desarrollo de este sector industrial. La vuelta a la plena aplicación de la Ley N° 24.065 es el sendero que debe seguirse. Ello tendrá múltiples beneficios. Habrá de asegurarse que se contará con inversiones en este sector fundamental de la economía, contribuirá a asegurar el abastecimiento eléctrico, promoverá la creación de fuentes de trabajo, abrirá alternativas de exportaciones, reducirá el déficit fiscal, y desde el derecho permitirá la plena aplicación del ordenamiento jurídico vigente.

VOCES: ESTADO - ECONOMÍA - CONTRATOS ADMINISTRATIVOS - ADMINISTRACIÓN PÚBLICA - ORGANISMOS ADMINISTRATIVOS - POLÍTICAS PÚBLICAS - EMERGENCIA ECONÓMICA - COMERCIO E INDUSTRIA - DEFENSA DE LA COMPETENCIA - DERECHO COMPARADO - SERVICIOS PÚBLICOS - DERECHO ADMINISTRATIVO - CONCESIÓN - DERECHOS DEL CONSUMIDOR

Nota de Redacción: Sobre el tema ver, además, los siguientes trabajos publicados en El Derecho: La tarifa de los servicios públicos (Del Rate of Return al Price-Cap), por Alberto B. Bianchi, ED, 183-975; Traslado a tarifas por modificación en los impuestos en el marco legal de las empresas privatizadas, por Fernando R. Borio y Miguel A. M. Tesón, ED, 204-560; La experiencia argentina en materia de tarifas reguladas por el sistema de Price-Caps, por Estela B. Sacristán, EDA, 2003-438; Una relectura de las facultades jurisdiccionales de los entes reguladores, por Nidia Karina Cicero, EDA, 2003-103; Pautas y precisiones establecidas por la Corte en relación a la competencia jurisdiccional de los entes reguladores de servicios públicos (a propósito del caso “Ángel Estrada”), por Darío Aníbal Ricciardi, EDA, 2005-570; Facultad tarifaria de la Administración durante el proceso de renegociación de los contratos de servicios públicos, por Analía Eva Vaqueiro, EDA, 2006-574; El principio de subsidiariedad y el acceso a la vivienda digna en el marco de la cláusula del progreso y el desarrollo humano en la Constitución Nacional, por Lucio Marcelo Palumbo, EDCO, 2011-545; Algunas consideraciones en torno al desarrollo humano y la cláusula de la prosperidad, por María Cecilia Recalde, EDCO, 2011-593; Responsabilidad del Estado por actividad normativa legítima: reglamentación de las tarifas de servicio público, riesgo empresario y doctrina del sacrificio especial, por Fernanda Moray, ED, 245-333; Los servicios públicos en contexto, por Ignacio Agustín Falke, ED, 258-809; Modalidades de participación estatal en la economía. La planificación económica, por Ricardo Muñoz, EDA, 2012-722; De la tarifa y los servicios públicos: formas de regulación, por Belén Alonso, ED, 272-513; Pobreza e indigencia: una mirada en clave constitucional, por María Cecilia Recalde, EDCO, 2017-394; Una noción amplia de servicio público: la experiencia sueca en el monopolio estatal de venta de bebidas alcohólicas o Systembolaget, por Mauro Raúl Bonato, EDA, 2018-662; Los servicios públicos en emergencia y “nueva normalidad” (¿Normalidad nueva en emergencia vieja?), por Alejandro Pérez Hualde, Revista de Derecho Administrativo, Febrero 2021, N° 1/2. Todos los artículos citados pueden consultarse en www.elderechodigital.com.ar.

(1) Sancionada el 17/08/89.

(2) No fueron incluidas las empresas dedicadas a la generación nuclear que siempre permanecieron a cargo del Estado Nacional (Centrales Atucha y Embalse).

(3) Fonrouge, Máximo, “Lineamientos del régimen jurídico de la electricidad”, publicado en Servicio Público, Policía y Fomento (Buenos Aires, Ediciones Rap), Año 2003, pág. 552. El autor destaca que una de las principales características del proceso de transformación del sector eléctrico que tuvo lugar en la década del 90 fue la desintegración o segmentación vertical de la industria eléctrica, la cual se dividió en generación, transporte y distribución, y la segmentación horizontal en aquellas áreas que así lo justificaban, como la que comprende a la Ciudad de Buenos Aires y algunos partidos del Gran Buenos Aires, en donde se dividió a la empresa SEGBA en EDENOR, EDESUR y EDELAP. Las unidades de generación que poseía la empresa, fueron privatizadas en forma separada, siguiendo el principio de segmentación vertical comentado.

(4) El marco regulatorio eléctrico está conformado por las Leyes N° 15.336, N° 24.065, su decreto reglamentario 1398/1992, las Resoluciones N° 61/92 y 137/92 -y sus complementarias-, dictadas por la Secretaría de Energía en su condición de autoridad de aplicación de la Ley N° 24.065, que establecen los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de cargas y el Cálculo de precios en el Mercado Eléctrico Mayorista (conjunto de normas conocido como “Los Procedimientos”), así como las otras disposiciones dictadas por el mencionado organismo y el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE).

(5) Sancionada el 06.01.2002.

(6) Art. 1.

(7) Arts. 8 y 9.

(8) Sancionada el 06.01.2002.

(9) Ver

[https://www.minem.gob.ar/www/844/26044/estadisticas-de-](https://www.minem.gob.ar/www/844/26044/estadisticas-de-hidroelectricidad-en-argentina)

[hidroelectricidad-en-argentina.](https://www.minem.gob.ar/www/844/26044/estadisticas-de-hidroelectricidad-en-argentina)

(10) Art. 3 de la Ley N° 15.336: “A los efectos de la presente ley, denominase servicio público de electricidad la distribución regular y continua de energía eléctrica para atender las necesidades indispensables y generales de electricidad de los usuarios de una colectividad o grupo social determinado de acuerdo con las regulaciones pertinentes. Correlativamente, las actividades de la industria eléctrica destinada total o parcialmente a abastecer de energía a un servicio público serán consideradas de interés general, afectadas a dicho servicio y encuadradas en las normas legales y reglamentarias que aseguren el funcionamiento normal del mismo”. Asimismo, el art. 1 de la Ley N° 24.065 dispone que “Caracterízase como servicio público al transporte y distribución de electricidad. Exceptúase, no obstante su naturaleza monopólica, el régimen de ampliación del transporte que no tenga como objetivo principal la mejora o el mantenimiento de la confiabilidad que, en tanto comparta las reglas propias del mercado, será de libre iniciativa y a propio riesgo de quien la ejecute. 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”.

(11) Fonrouge, Máximo, “Lineamientos...”, pág. 551.

(12) El vatio-hora, simbolizado Wh es la unidad de energía expresada en forma de unidades de potencia por tiempo, con lo que se da a entender la cantidad de energía que es capaz de producir durante un determinado tiempo. El kilovatio-hora (kWh), equivalente a mil vatios-hora, se usa generalmente para la facturación del consumo eléctrico domiciliario. El megavatio-hora (MWh), igual a un millón de Wh, suele emplearse para medir el consumo de grandes plantas industriales o de conglomerados urbanos. El gigavatio-hora (GWh) equivale a 1.000.000 de kWh es utilizado para medir la energía producida por las centrales eléctricas durante un cierto período.

(13) De acuerdo a lo informado por la Secretaría de Energía de la Nación.

[https://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/](https://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/informacion_del_mercado/publicaciones/energia_en_gral/trimes/t32021.pdf)

[informacion_del_mercado/publicaciones/energia_en_gral/trimes/t32021.pdf.](https://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/informacion_del_mercado/publicaciones/energia_en_gral/trimes/t32021.pdf)

(14) Ese rol fue asumido por CAMMESA, creada por el Decreto N° 1192/92.

(15) En referencia al Despacho Nacional de Cargas, que es realizado por CAMMESA.

(16) La tarifa de los Distribuidores de energía eléctrica tiene dos componentes: el Valor Agregado de Distribución, conocido como VAD, que remunera los costos del distribuidor (costos operativos, inversiones, impuestos y rentabilidad); el precio de la energía, que fija la Secretaría de Energía (precio estacional).

(17) A su vez la energía generada se mide por MW/hora, y la energía consumida por Kv/hora.

(18) Pozo Gowland, Héctor, “Las tarifas en el transporte y la distribución de energía eléctrica”, Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería (RADEHM), N° 4, febrero-abril de 2015, p. 103.

(19) Art. 36: “El MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA Y VIVIENDA fijará, mediante resolución, las bases que regirán el despacho para las transacciones en el mercado, cuya aplicación será de competencia del DESPACHO NACIONAL DE CARGAS. La referida Resolución dispondrá que los generadores sean remunerados por la energía vendida, conforme a un procedimiento de despacho horario, el que será determinado en base a la oferta libre de precios que presente cada generador para las distintas bandas horarias, junto con sus límites operativos máximos y mínimos de potencia disponible, con independencia de los contratos de suministro comprometidos, a los efectos de fijar el precio spot horario por nodo. Asimismo dicha Resolución deberá prever que los demandantes paguen un precio en los puntos de recepción que incluya lo que deban percibir los generadores por la energía vendida y la remuneración del transporte”.

(20) “Las diferencias que surjan entre los montos a abonar por los deudores, considerando que una parte de ellos, los distribuidores, lo hace en función de un sistema de precios estacionales, y los montos a cobrar por los acreedores, producto de transacciones realizadas a precios spot, serán absorbidos por un sistema de estabilización de precios basado en la existencia de un fondo de depósito transitorio denominado Fondo de Estabilización. En este fondo se depositarán los montos que se produzcan aquellos meses en los cuales los resultados derivados de aplicar el sistema de precios estacionales arrojen un saldo positivo respecto de los del Mercado Spot. A su vez, aquellos meses en los cuales los resultados se den a la inversa, este fondo proveerá los recursos financieros necesarios para completar el monto acreedor de los vendedores. Este Fondo de Estabilización no será utilizable para compensar incumplimientos de pagos. De ocurrir que los recursos financieros disponibles en el Fondo de Estabilización no sean suficientes para completar el monto acreedor en algún mes, el OED gestionará ante la SEE la asistencia financiera necesaria. A estos fines, la SEE dispondrá la concesión de un crédito automático retornable y sin interés utilizando recursos del Fondo Unificado. El OED incorporará en el documento de transacciones económicas, el resultado mensual del Fondo de Estabilización y su evolución. La Secretaría de Energía Eléctrica indicará el criterio con que en la programación estacional se considerarán los saldos acumulados por dicho Fondo”.

(21) Los “Procedimientos para la programación de la operación, el despacho de cargas y el cálculo de precios” son las reglamentaciones que dicta la Secretaría de Energía que regulan el funcionamiento del MEM en sus diversos aspectos. Pueden consultarse en

[https://portalweb.cammesa.com/Pages/ BackupBotoneraAneriorIzquierda/](https://portalweb.cammesa.com/Pages/BackupBotoneraAneriorIzquierda/)

[Normativa/procedimientos.aspx.](#)

(22) Por ejemplo, en las licitaciones N° CTEB 01/2018 y N° CTBL 01/2018, realizadas por IEASA (ex ENARSA), las ofertas debían contener un monto fijo, y podían asimismo incorporar un monto variable, que podía ser abonado al contado o a través de LVFVD, que debían ser transferidas a IEASA en caso de adjudicación.

(23) Art. 37 de la Ley N° 24.065: “Las empresas de generación y transporte de propiedad total o mayoritaria del Estado nacional tendrán derecho a recuperar solamente sus costos operativos y de mantenimiento totales que les permitan mantener la calidad, continuidad y seguridad del servicio, cuyo concepto y metodología de determinación serán establecidos por la Secretaría de Energía. Los excedentes resultantes de la diferencia entre dicho valor y el precio de venta de la energía generada conforme al artículo precedente, así como los que resulten entre este último y el precio de venta de la energía generada por los entes binacionales conforme sus respectivos convenios, o resultantes de interconexiones internacionales, integrarán un fondo unificado, cuyo presupuesto será aprobado anualmente por el Congreso de la Nación y será administrado por la Secretaría de Energía, la que deberá atender con el mismo los compromisos emergentes de deudas contraídas hasta el presente y las inversiones en las obras que se encuentren en ejecución a la fecha de vigencia de esta ley que determine la Secretaría de Energía. El fondo unificado se destinará también para estabilizar, por el período que se determine, los precios que pagarán los distribuidores, conforme el artículo 36 de esta ley. La citada secretaría podrá dividir en cuentas independientes los recursos del Fondo, conforme su origen y destino, pudiendo establecer un sistema de préstamos reintegrables entre las mismas”.

(24) Ver

<https://www.enre.gov.ar/web/bibliotd.nsf/58d19f48e1cdebd503256759004e862f/>

[b56cf79d7094043_d03257284004c74dc?OpenDocument.](#)

(25) Creó el Programa Nacional de Obras Hidroeléctricas, respecto de las cuales se habilitó la celebración de contratos de abastecimiento con CAMMESA.

(26) Resoluciones S.E. N° 1193 de fecha 7 de octubre de 2005, N° 1281 de fecha 4 de septiembre de 2006, N° 220 de fecha 18 de enero de 2007, N° 1836 de fecha 27 de noviembre de 2007, N° 200 de fecha 16 de marzo de 2009, N° 712 de fecha 9 de octubre de 2009, N° 762 de fecha 5 de noviembre de 2009, N° 108 de fecha 29 de marzo de 2011 y N° 137 de fecha 25 de abril de 2011.

(27) Se denomina ciclo combinado en la generación de energía a la coexistencia de dos ciclos termodinámicos en un mismo sistema, uno cuyo fluido de trabajo es un gas que entra en combustión o quema, y otro cuyo fluido de trabajo es vapor de agua a presión.

(28) Como la Resolución N° 21/16.

(29) Como el programa Renovar.

(30) <http://www.melectrico.com.ar>.

(31) Ver

<https://www.iprofesional.com/economia/357701->

[tarifas-de-luz-cuanto-pagarias-si-te-quitan-el-subsidio.](#)