

**RÉGIMEN DE FOMENTO PARA EL USO DE FUENTES
RENOVABLES DE ENERGÍA DESTINADA
A LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA***

**Comentarios a la ley 27191. Esquemas de fomento
y regulación de las energías
renovables**

**NATIONAL PROMOTIONAL REGIME FOR THE USE OF RENEWABLE
SOURCES OF ENERGY FOR THE PRODUCTION
OF ELECTRIC ENERGY**

**Comments to Law N° 27191. Promotional and regulatory
schemes applicable to renewable
sources of energy**

Por JOSÉ CARLOS CUEVA**

Resumen: La ley 27191 modificó la ley 26190 (Régimen de Fomento Nacional Para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica), creando nuevos beneficios promocionales e institutos regulatorios, analizados en el presente trabajo.

Summary: Law 27191 amended Law N° 26190 (National Promotional Regime for the use of renewable sources of energy for the Production of Electric Energy), creating in turn new promotional benefits and regulatory scheme, herein analyzed.

Palabras clave: Energía renovable. Ley 27191. Régimen de fomento.

Key words: Renewable energy. Law 27191. Promotional regime.

* Recibido: 21/11/2015. Aceptado: 3/3/2016.

** Abogado (Universidad de Buenos Aires, 1987). Postgrado en Derecho de la Regulación de Servicios Públicos (Universidad Austral, 2001). Cursos de Posgrado en Derecho Administrativo en Facultad de Derecho de la Universidad de Buenos Aires (1988). Miembro del Colegio Público de Abogados de Ciudad de Buenos Aires, Cámara Argentina de Energías Renovables, Instituto Argentino del Petróleo y Gas, International Bar Association, Rocky Mountain Mineral Law Foundation, entre otras entidades. Nombrado por publicaciones internacionales –*Best Lawyers, Chambers Latin America*– como referente en el área del derecho energético. Socio junior del Estudio Beccar Varela a cargo del Departamento de Derecho de la Energía. Correo electrónico: jcueva@ebv.com.ar

§ 1. INTRODUCCIÓN. ANTECEDENTES PROMOCIONALES
Y REGULATORIOS

El 23 de septiembre de 2015 el Congreso de la Nación sancionó la ley 27191¹, promulgada de hecho el 15 de octubre del mismo año y publicada en el Boletín Oficial del 21 del mismo mes. Mediante la ley 27191 no solo se introdujeron modificaciones a la ley 26190, de Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica, vigente desde diciembre de 2006, sino que también se crearon nuevos beneficios promocionales e institutos regulatorios; en ambos casos, con el objetivo de impulsar el desarrollo de la industria de las energías renovables en nuestro país, que a la fecha, representa apenas el 1 % del total de la matriz energética.

La intención del presente trabajo es realizar un análisis de los beneficios promocionales e institutos regulatorios vigentes, aplicables a las energías renovables destinadas a la producción de energía eléctrica, partiendo del análisis específico de la ley 27191. A tal fin, analizaré brevemente el marco legal que encuadra a las energías renovables, identificando los beneficios promocionales e institutos regulatorios tanto anteriores como los resultantes de la ley 27191, haciendo finalmente también mención a los beneficios promocionales y esquemas regulatorios vigentes en algunas provincias.

a) *ESQUEMA REGULATORIO. MARCO REGULATORIO ELÉCTRICO NACIONAL. SU (NO) APLICACIÓN A LAS ENERGÍAS RENOVABLES.* — A nivel *nacional*, en enero de 1992 se aprobó la ley 24065, complementaria a su anterior ley 15336, que constituye el marco regulatorio general y vigente conocido como el “Marco Regulatorio Eléctrico”, aplicable a la industria eléctrica en general. Ya en su artículo 2° el Marco Regulatorio Eléctrico fijaba como política general, entre otros preceptos, “Promover la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo” y “Alentar la realización de inversiones privadas en producción, transporte y distribución, asegurando la competitividad de los mercados donde sea posible”.

El Marco Regulatorio Eléctrico recepta así la concepción *liberal* del gobierno de turno, pasando de un Estado *omnipresente* que controlaba y era propietario de la mayoría de los activos del sector eléctrico, a un Estado *subsidiario*, que delegó en los particulares aquellas actividades que éstos podrían *prima facie* desarrollar con éxito, facilitando al Estado enfocar sus esfuerzos y recursos económicos y humanos en actividades indelegables y reservadas a su órbita de competencia. Bajo estos lineamientos, entre otros, se desarrolló y reguló la industria eléctrica en nuestro país a partir de la vigencia del Marco Regulatorio Eléctrico.

¹ La ley 27191 fue reglamentada mediante el decreto 531/2016 (B.O. 30/3/2016).

En el libro *Transformación del sector eléctrico*, que explicaba en detalle la concepción del nuevo Marco Regulatorio Eléctrico, señalaba el entonces Secretario de Energía, Ing. Carlos BASTOS –uno de los principales ejecutores de esta nueva política y coautor de tal libro–, que los cambios “. . . no se refieren necesariamente al traspaso de la titularidad de la propiedad sino más bien a los beneficios de la desintegración vertical y horizontal, a la introducción (o simulación) de competencia en todo nivel de actividad donde ésta sea factible, y al reemplazo de la planificación centralizada por un sistema descentralizado de decisiones de producción e inversión”². Asimismo, “El espíritu general de la regulación en el nuevo ordenamiento económico-institucional del sector eléctrico argentino incorpora estos elementos innovadores de la regulación en donde se pretende controlar a las firmas reguladas a través de la verificación del cumplimiento de obligaciones, sujeto a penalidades e incentivos, sin necesidad de inmiscuirse en la función de producción de la empresa, ni en su estructura de costos o metas de inversión”³.

Sin embargo, adelantamos que el Marco Regulatorio Eléctrico *resultó una herramienta nula para la expansión de la oferta y el desarrollo de la generación de energía eléctrica de fuentes renovables*.

Sintéticamente, conforme el Marco Regulatorio Eléctrico la generación de energía eléctrica, *en cualquiera de sus modalidades*, es considerada una actividad de interés general (no un servicio público, como lo son los servicios de distribución y transporte de energía eléctrica) y quedaba sujeta a las reglas de la *libre competencia* y de *libre mercado*. La concepción original del Marco Regulatorio (actualmente desvirtuada, como se explicará más adelante), regulaba el *mercado* donde se realizaban las transacciones de compraventa de energía eléctrica a nivel mayorista, el que comprendía: 1) un *mercado a término* o *mercado de contratos*, donde generadores, comercializadores, distribuidores y grandes usuarios celebraban contratos de compraventa de energía eléctrica, fijando libremente cantidades, precios y condiciones, y 2) un *mercado spot* que reflejaba la oferta y la demanda instantánea en el mercado eléctrico mayorista (MEM). En este *mercado spot*, el despacho y cálculo de precios era realizado por el Organismo Encargado del Despacho (ejercido por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. –CAM-MESA–) hora a hora, en función de los costos económicos de producción (representados por el costo marginal de producción a corto plazo o costo de la última unidad a ser despachada), teniendo en cuenta para su estimación el costo que representa para la comunidad la energía no suministrada. Todo ello se medía en el centro de carga del sistema. De esta manera, bajo este

² BASTOS y ABDALA (1993) pp. 85 y ss.

³ BASTOS y ABDALA (1993) pp. 177 y ss. En el mismo sentido, BARREIRO (2002, p. 72) rescata del debate parlamentario que precedió al dictado del Marco Regulatorio Eléctrico, entre muchas otros conceptos, que “La transformación del sector eléctrico debe crear un mercado con reglas que incentiven la generación de energía eléctrica a incrementar su oferta para satisfacer la demanda de la sociedad y la economía, con la calidad y confiabilidad requeridas”.

sistema de incentivos, aquellos generadores más eficientes desplazaban en esta “competencia” a los menos eficientes.

A nivel *provincial*, varios de los gobiernos provinciales siguieron los lineamientos del Marco Regulatorio Eléctrico, adhiriendo al esquema señalado y dictaron sus propias normas aplicables en el ámbito de su jurisdicción.

Dentro de este marco, la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables no tuvo un tratamiento particular que recepte las particulares características técnicas y económicas de las fuentes renovables, ni reglas específicas⁴. Tampoco, de manera consecuente con los lineamientos políticos imperantes, el Estado generó una política de fomento ni beneficios promocionales que impulsen a la industria de energías renovables. Siguiendo con la política de libre competencia y libre mercado imperantes, el desarrollo de la generación a partir de fuentes renovables fue puesto a competir en similares condiciones con las otras fuentes con años de desarrollo: gas natural, combustibles líquidos, hidráulica, nuclear.

La industria de fuentes renovables de energía debía entonces someterse a las estrictas reglas de *competencia, libre mercado, prohibición de subsidios cruzados*, etc., que gobernaron al mercado eléctrico durante la casi primera década de vigencia del Marco Regulatorio Eléctrico. Si bien este marco jurídico no excluyó a las energías renovables de su ámbito de aplicación, no constituyó tampoco una herramienta que haya permitido el desarrollo de esta industria, por lo que en ese sentido resultó nulo. Ni el *mercado spot* ni el *mercado a término* fueron señales regulatorias suficientes para atraer el desarrollo de la industria de energías renovables, cuyo desarrollo fue nulo en este período. Por el contrario, la beneficiosa coyuntura de la existencia de gas natural favoreció durante los primeros años de vigencia del Marco Regulatorio Eléctrico a la expansión de empresas generadoras sobre la base de máquinas térmicas. Las energías renovables de manera alguna pudieron *competir* con la generación de energía convencional.

En este sentido, explican LAHITOU y ELIASCHEV que “La evolución del sistema fue favorable con una indisponibilidad del parque térmico de generación, un incremento de la potencia instalada del 72 % y una baja real de los precios de la energía, en un contexto que contribuyó a ello a partir de la disponibilidad de gas natural a costos relativamente bajos y la evolución tecnológica (y mayor eficiencia) que representó el desarrollo del ciclo combinado. Ello en el marco de un mercado competitivo con presencia de múltiples agentes generadores privados (. . .) y estatales (. . .) y sin la presencia de actores con participaciones de mercado dominantes. (. . .) Entre las asignaturas pendientes de la evolución de la regulación introducida en 1992 se señalaba la necesidad de crear condiciones que incentivaran la diversificación de la matriz de

⁴ Apenas en el año 2000, por medio de la resolución 136 de la Secretaría de Energía, se regularon ciertas cuestiones que hacen a la energía eólica, pero a los únicos efectos de la aplicación del beneficio promocional a la energía eólica, previsto en la ley 25019, explicado en § 1, c. Asimismo, la resolución 304/1999 de la Secretaría de Energía consideraba ciertos requisitos ambientales en relación con el diseño, construcción y operación de centrales eólicas.

generación eléctrica, dado que en esos años (como en los que seguirían), una mayoría sustancial de la potencia nueva instalada sería de origen térmico”⁶.

Hacia fines de 2001 y principios de 2002, la Argentina sufrió una fuerte crisis económica que impactó severamente en el sector energético, generando a su vez una crisis en este sector. De conformidad con la Ley de Emergencia Pública 25561, el Gobierno Nacional, entre otras medidas, pesificó las tarifas de las empresas de distribución y transporte a un tipo de cambio de \$ 1 por cada dólar estadounidense, revocó todas las disposiciones relativas a ajustes de precio y los mecanismos de indexación y facultó al Poder Ejecutivo a realizar una renegociación de los contratos de concesión de empresas transportistas y distribuidoras. Como consecuencia de esta situación, el Gobierno fue *re-regulando* el sector, a los efectos de enfrentar la crisis energética.

Entre otras medidas, el Gobierno Nacional, a través de regulaciones emanadas de la Secretaría de Energía, dejó sin efecto la aplicación pura del sistema de costos marginales al fijar topes a los precios que pagan las empresas distribuidoras por las compras de energía eléctrica y determinar que los precios que cobran los generadores se calculen sobre la base del precio del costo variable de producción de gas natural (resolución 240/2003 de la Secretaría de Energía), excluyendo del cálculo a la generación hidroeléctrica y a la importación spot. Se estableció también un precio spot máximo de 120 \$/MWh, aunque las máquinas generadoras cuyos costos superaran dicho precio se las remuneraría a su costo de operación reconocido y se creó un mecanismo de prioridades de pago a generadores (resolución 406/2003 de la Secretaría de Energía).

En este nuevo contexto, y dejando de lado los lineamientos originalmente concebidos, el Gobierno Nacional buscó nuevas herramientas a fin de concretar inversiones en generación. Así, en base a la resolución 712/2004, la Secretaría de Energía promovió la firma de sendos acuerdos con ciertos generadores, mediante los cuales éstos cedieron sus créditos pendientes de pago por parte de CAMMESA, los que fueron destinados a la construcción de dos centrales térmicas de 800 MW aproximadamente cada una⁶. Entre los considerandos de la resolución 712/2004, la Secretaría de Energía manifestó: “Que en tanto compete a esta Secretaría de Energía el desarrollar y poner en práctica una política en energía eléctrica razonable en el actual contexto económico-financiero, se considera oportuno y conveniente adecuar la normativa que rige en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) en materia de inversiones estimulando la realización de las mismas generando instrumentos adecuados a las condiciones económicas actuales. (. . .) Que teniendo en cuenta el estado actual y futuro del sistema y las condiciones macroeconómicas sectoriales así como las evidentes dificultades de financiamiento para el sector, es conveniente definir e instrumentar un procedimiento para

⁶ LAHITOU y ELIASCHEV (2015) p. 353.

⁶ Este plan se conoce como FonInvEMEM, término originado en la denominación del fondo creado a tal fin por la Secretaría de Energía: “Fondo para Inversiones Necesarias que Permitan Incrementar la Oferta de Energía eléctrica en el MEM”.

financiar y gestionar las inversiones necesarias que permitan incrementar la oferta de energía eléctrica disponible en los centros de demanda con costos accesibles para el normal funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) logrando su readaptación”.

Como otro ejemplo, mediante la resolución 1281/2006, la Secretaría de Energía creó el Programa de Energía Plus, cuyo objetivo es garantizar que la energía disponible en el mercado sea utilizada principalmente para atender a clientes residenciales y a aquellos clientes industriales y comerciales con demandas iguales o menores a 300 kW y que no tienen acceso a otras alternativas de potencia viables, promoviendo de este modo la inversión privada en generación “nueva”. De la misma manera que en el anterior caso, en los considerandos de esta resolución se prevé: “Que asimismo corresponde dictar los actos que permitan incentivar el aumento de la capacidad de generación actualmente instalada en sus distintas modalidades, garantizando las condiciones necesarias que permitan invertir en el sector. (. . .) Que con el objetivo de impulsar nueva oferta energética privada, resulta adecuado aprestar las bases reglamentarias aplicables, dando las señales económicas necesarias y disponer las vías de acción a seguir por parte de los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) o los que pretendan serlo para la instalación de nueva oferta de generación”.

Si bien el Estado comenzó de esta manera a tomar medidas dejando a un lado los principios de *libre mercado* y *libre competencia*, impulsando a la vez la necesaria inversión en *nueva oferta de generación*, bajo este marco las energías renovables también fueron ignoradas. “En definitiva, casi nada queda del sistema que buscaba fomentar (con razonable éxito) la competencia en el segmento de la generación de energía eléctrica. Hoy los generadores reciben el combustible de CAMMESA, así como una remuneración fija máxima que se asemeja a una tarifa correspondiente a un servicio público y el espacio para diferenciación competitiva entre esos agentes se ha reducido a su máxima expresión”⁷. La nueva regulación tampoco constituyó una señal suficiente para la inversión y desarrollo de la industria de energías renovables.

b) *BENEFICIOS PROMOCIONALES Y REGULACIÓN ANTECEDENTE A LA LEY 27191. LA LEY 25019.* — En este mismo período, hacia fines de 1998, se dictó la ley 25019, conocida como Régimen Nacional de Energía Eólica y Solar⁸, que no sólo constituyó el primer antecedente que aplica beneficios de fomento a la

⁷ LAHITOU y ELIASCHEV (2015) p. 380.

⁸ La ley 25019 (1998) fue sancionada el 23 de septiembre de ese año, promulgada parcialmente el 19 de octubre por medio del decreto 1220/1998, y publicada en el Boletín Oficial el 26 de ese mes. Si bien el decreto de promulgación observó los arts. 3° y 5° de la ley, el Honorable Senado, en sesión del 11 de noviembre de 1998, consideró la insistencia de la Cámara de Diputados respecto a la observación parcial a los arts. 3° y 5°, insistiendo también en la propia, quedando así confirmados los citados artículos, según lo dispuesto en el art. 83 de la Constitución nacional.

energía eólica y solar, sino que continúa vigente (aunque con ciertas modificaciones).

Los beneficios promocionales previstos en esta ley son los siguientes:

a) Declara de *interés nacional* la generación de energía eléctrica de origen eólico y solar en todo el territorio nacional.

b) Prevé que el Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos de la Nación, a través de la Secretaría de Energía, *promoverá la investigación y el uso* de energías no convencionales o renovables. El decreto reglamentario de esta ley 24051⁹ establece a estos efectos la posibilidad de que la Secretaría de Energía celebre convenios y elabore programas o proyectos específicos.

c) Establece la posibilidad de que las inversiones de capital destinadas a la instalación de centrales y/o equipos eólicos o solares *difieran el pago del Impuesto al Valor Agregado (IVA)* por 15 años a partir de la promulgación de la ley (19 de octubre de 1998), o sea, venciendo el 18 de octubre de 2013.

d) Prevé *estabilidad fiscal* por el mismo plazo, para toda actividad de generación eléctrica eólica y solar que vuelque su energía en los mercados mayoristas y/o que esté destinada a la prestación de servicios públicos. La propia ley aclara que el término *estabilidad fiscal* implica la imposibilidad de afectar al emprendimiento con una carga tributaria total mayor, como consecuencia de aumentos en las contribuciones impositivas y tasas, cualquiera fuera su denominación, en el ámbito nacional, o la creación de otras nuevas que las alcancen.

e) Prevé que la Secretaría de Energía de la Nación *propicie* que los distribuidores de energía compren¹⁰ a los generadores de energía eléctrica de origen eólico el excedente de su generación con un tratamiento similar al recibido por las centrales hidroeléctricas de pasada.

f) Establece que el Consejo Federal de Energía *promueva la generación de energía eléctrica y solar*, pudiendo afectar para ello recursos del Fondo para el Desarrollo Eléctrico del Interior, establecido por el artículo 70 del Marco Regulatorio Eléctrico¹¹.

g) Como beneficio destacable, la ley 25019 fijó una *remuneración adicional* (mecanismo de fomento conocido como “Feed-in-Tariff” o *premio*) de

⁹ Decreto 1597/1999 (B.O. 17/12/1999).

¹⁰ En relación al término “comprende”, la versión de la ley 25019 publicada en el Boletín Oficial dice “comprenden”, aunque entendemos que ello configura un error de tipeo.

¹¹ Artículo 70 del Marco Regulatorio Eléctrico: “Sustitúyense los incisos e y g del artículo 30 y del artículo 31 de la ley 15336, por los siguientes: e) El Fondo Nacional de la Energía Eléctrica se constituirá por un recargo de treinta australes por kilovatio hora (A 30 Kw/h) sobre las tarifas que paguen los compradores del mercado mayorista, es decir las empresas distribuidoras y los grandes usuarios, como asimismo por los reembolsos más sus intereses de los préstamos que se hagan con los recursos del Fondo. La Secretaría de Energía tendrá la facultad de modificar el monto del referido recargo, hasta un veinte por ciento (20 %) en más o en menos, de acuerdo a las variaciones económicas que se operen en la industria con posterioridad a la fecha de entrada en vigencia de esta ley.

10 \$/MWh¹² efectivamente generados por sistemas eólicos¹³ que vuelquen su energía en los mercados mayoristas y/o estén destinados a la prestación de servicios públicos. Esta remuneración adicional *debía ser* pagada –adelantamos y aclaramos que ello no ocurrió– con el resultante del aumento de hasta 0,3 \$/MWh sobre el Fondo Nacional de la Energía Eléctrica¹⁴, el que a su vez, conforme el artículo 70 del Marco Regulatorio Eléctrico (modificatorio de los artículos 30 y 31 de la ley 15336), se constituye a partir de un *recargo sobre las tarifas que paguen los compradores del mercado mayorista*, es decir las empresas distribuidoras y los grandes usuarios¹⁵.

Finalmente, por aplicación de la ley 25957, tanto el Fondo como la remuneración se deben ajustar por un *coeficiente de adecuación trimestral* que resulta de considerar la facturación neta que efectúan los generadores por los *contratos a término y mercado spot* en el MEM correspondientes al trimestre inmediato anterior al de liquidación, dividido el total de la energía (en MWh) involucrada en esa facturación, y su comparación con el mismo cociente correspondiente al trimestre mayo/julio 2003 que se toma como base.

El decreto reglamentario de la ley 25019 prevé que la *remuneración adicional* debe ser pagada al beneficiario a partir de la puesta en servicio de cada una de las unidades generadoras¹⁶. También prevé que la Secretaría de Energía, como autoridad de aplicación, debe: “a) fijar el monto del gravamen mencionado en el artículo 70 de la ley 24065 para afrontar el pago de la remuneración del artículo 5° de la ley 25019, en función de las previsiones de variación de la generación de energía eléctrica de origen eólico con relación al año calendario inmediato anterior, y b) determinar la proporción de la recaudación global que será destinada al pago de la remuneración antes mencionada como resultado de lo establecido en el inciso precedente, afectando el excedente al Fondo Subsidiario para Compensaciones Regionales de Tarifas

“ . . . g) El Fondo será administrado por el Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE) y se destinará a: - El sesenta por ciento (60 %) para crear el Fondo Subsidiario para Compensaciones Regionales de Tarifas a Usuarios Finales, que asignará anualmente el Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE), distribuyéndolo entre las jurisdicciones provinciales que hayan adherido a los principios tarifarios contenidos en esta ley. - El cuarenta por ciento (40 %) restante para alimentar el Fondo para el Desarrollo Eléctrico del Interior . . .”.

¹² El valor indicado fue posteriormente aumentado por ley 26190 a 15 \$/MWh, incluyendo asimismo esta última ley, como beneficiarios de la remuneración adicional, al resto de productores de energías renovables.

¹³ Ver comentario en nota 10, supra.

¹⁴ Este recargo de 0,3 \$/MWh es aumentado por un coeficiente trimestral aprobado por ley 25957, a cuya aplicación remite el artículo 14 de la ley 26190.

¹⁵ El decreto 1398/1992, reglamentario del Marco Regulatorio Eléctrico, en su art. 70 caracteriza al MEM exclusivamente a los efectos de determinar el hecho imponible gravado, a “ . . . toda operación de compra de energía eléctrica en bloque, que, ya sea dentro del territorio de la República Argentina o como resultado de una importación, realicen los grandes usuarios y los distribuidores, que contraten directamente con un generador y/o a través de un Sistema de Interconexión Regional o del Sistema Argentino de Interconexión”.

¹⁶ Decreto 1597/1999, artículo 5.4.

a Usuarios Finales y al Fondo para el Desarrollo Eléctrico del Interior, conforme a los porcentajes establecidos en el artículo 70 de la ley 24065”.

¿Qué sucedió –y sucede– en la práctica con este mecanismo de fomento, su cálculo, cobro a la demanda, y pago a beneficiarios?

Por un lado, la Secretaría de Energía no solo cumplió su mandato legal y modificó el recargo establecido en el artículo 70 del Marco Regulatorio Eléctrico, sino que también procedió periódicamente –al menos hasta 2005– a calcular y reajustar el mismo en base al *coeficiente de adecuación trimestral* ordenado por la ley 26190, la que remite al respecto a la ley 25957. La resolución respectiva vigente a la fecha de esta publicación es la resolución 1872/2005 de la Secretaría de Energía¹⁷, que establece:

“Art. 2°. — Establécese el valor total del gravamen creado por el artículo 30 de la ley 15336, modificado por el artículo 70 de la ley 24065, el artículo 5° de la ley 25019, el artículo 74 de la ley 25401 y el artículo 1° de la ley 25957, fijando el mismo en (. . .) 0,0054686 \$/kWh, para la facturación que se emita a partir del 1° de noviembre de 2005.

“Art. 3°. — Mantener, dentro de lo dispuesto en el artículo precedente y a partir de la misma oportunidad a que hace referencia el mismo, el valor establecido en el artículo 2° de la resolución de la Secretaría de Energía y Minería n° 333 del 30 de octubre de 2001, con destino a solventar la remuneración establecida en el artículo 5° de la ley 25019, en (. . .) 0,0000384 \$/kwh, hasta tanto esta Secretaría de Energía proceda a fijar el monto anual del gravamen correspondiente.

“Art. 4°. — Establecer que, de la recaudación total del Fondo Nacional de Energía Eléctrica (FNEE) que resulte de la facturación que se emita conforme lo establecido en el artículo 2° de la presente resolución, las proporciones en que habrá de distribuirse el monto efectivamente recaudado para constituir las sumas que deben afectarse a cada uno de los fondos específicos, serán las siguientes: a) (. . .) 0,7 % de la recaudación total . . . concurrirá a efectos de identificar la suma que deberá asignarse al pago de la remuneración establecida en el artículo 5° de la ley 25019. b) La suma equivalente (. . .) 19,86 % de la recaudación total . . . será destinada al Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal (. . .). c) El monto resultante de aplicar el 79,44 % sobre la recaudación global (. . .) se destinará al Fondo Subsidiario para Compensaciones Regionales de Tarifas a Usuarios Finales y al Fondo para Desarrollo Eléctrico del Interior, distribuyendo dicho monto en la proporción establecida en el artículo 70 de la ley 24065”.

O sea, conforme el juego de las normas citadas, el recargo total del Fondo Nacional de Energía Eléctrica que afronta la demanda es de 0,0054686 \$/kWh (o 5,4686 \$/MWh), debiendo imputarse el 0,7 % de la recaudación total

¹⁷ Otras resoluciones antecedentes son las resoluciones 657/1999, 136/2000, 333/2001 de la Secretaría de Energía y Minería y las resoluciones 1061/2005 y 905/2005 de la Secretaría de Energía.

a la remuneración adicional –*Feed-in-Tariff*– prevista en el artículo 5° de la ley 25019.

Luego, a partir de esta reglamentación, los *usuarios obligados*¹⁸ *efectivamente pagan este recargo*, ya sea como un cargo adicional que es incluido en las facturas por el servicio de distribución, ya sea como un cargo que pagan a CAMMESA los grandes usuarios que comercializan su energía a través de tal empresa.

Sin embargo, finalmente, los pagos efectivamente realizados por la demanda bajo este concepto no fueron luego trasladados como remuneración adicional a los sujetos definidos por la ley como beneficiarios de esta remuneración adicional, ni derivaron al Fondo Fiduciario de Energías Renovables creado posteriormente por ley 26190.

§ 2. LA RECIENTE REGULACIÓN. EXPANSIÓN DE LA OFERTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA. MECANISMOS PROMOCIONALES Y REGULATORIOS ESPECIALES PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES

Frente a los efectos negativos de la crisis energética que se observó en la década pasada, el Gobierno Nacional dejó de lado los lineamientos de *libre mercado y libre competencia* concebidos bajo el Marco Regulatorio Eléctrico (y, recordemos, aún vigentes en su redacción), y dispuso hacia mediados de tal década ciertas medidas regulatorias tendientes a incentivar la inversión en generación de energía eléctrica, que podrían, al menos en lo teórico, resultar aplicables a las energías renovables. Entre las principales medidas regulatorias podemos citar el denominado *Programa Energía Plus*, aprobado por resolución 1281/2006 de la Secretaría de Energía¹⁹, la creación de los *contratos de abastecimiento*²⁰ aprobados por resolución 220/2007 y la

¹⁸ Ver nota 13, *supra*.

¹⁹ Mediante este programa, los grandes usuarios del MEM y los grandes usuarios de las distribuidoras (con demanda superior a 300 kW en ambos casos), están autorizados a garantizarse el suministro de energía hasta su "demanda base" (igual a su demanda verificada en 2005) suscribiendo contratos a término, y deben satisfacer cualquier demanda que exceda tal demanda base con el servicio de Energía Plus. Este servicio se brinda a precios de mercado, no regulados, y consiste en la oferta de disponibilidad de generación adicional por parte de nuevos generadores y/o agentes generadores, cogeneradores o autogeneradores que no sean agentes del MEM o que, al 5 de septiembre de 2006, no estén interconectados al MEM. Los precios pactados deben estar compuestos por los costos asociados (que deben ser validados por CAMMESA) y un margen de utilidad determinado por la Secretaría de Energía, *ad referendum* de la aprobación del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios.

²⁰ Los contratos de abastecimiento son contratos a 10 años, para ser firmados por parte de generadores, cogeneradores o autogeneradores que no sean agentes del MEM o no cuenten con las instalaciones de generación a comprometer en estas ofertas habilitadas comercialmente, o que a dicha fecha no estén interconectados al MEM. Los proyectos encuadrables en esta normativa deben contar con la participación del Gobierno Nacional, de EnArSA o de quien determine el Ministerio de Planificación Federal. Se prevé una remuneración mensual, calculada

figura del *Autogenerador Distribuido*, aprobado por resolución 269/2008 de la Secretaría de Energía²¹.

Estas medidas tampoco resultaron exitosas en lo que hace a la industria de energías renovables. Claramente esta industria requiere institutos regulatorios propios que recepten sus necesidades y sus particularidades económicas, técnicas y políticas, superando las *barreras* propias de la industria. Explica ROTAECHE que las barreras u obstáculos se podrían clasificar en “1. Tecno económicos. Son los costos de cada tecnología de ERNC. Ellos se componen por un lado de los costos del mercado (. . .) y por otra parte de las externalidades mencionadas (. . .). 2. No económicos: son aquellos que por su sola acción impiden el desarrollo o la instalación de ERNC, por altas que sean las tarifas que se decida pagar, o porque pueden provocar aumentos desmedidos o distorsiones importantes en los precios”²². A su vez, el mismo autor diferencia a los obstáculos *no económicos* en obstáculos regulatorios y de políticas aleatorias (mal diseño de políticas públicas), obstáculos institucionales y administrativos (ausencia de instituciones públicas responsables de la aplicación de políticas), obstáculos de mercado (estructura de precios inconsistentes), financieros, de infraestructura (red eléctrica), falta de toma de conciencia y de personal calificado, externalidades ambientales negativas y de aceptación pública de las energías renovables.

Así, el Estado Nacional comenzó a tomar medidas directamente aplicables al régimen de energías renovables tratando de superar tales *barreras* y ante la necesidad concreta de promover su desarrollo como herramienta para contribuir a superar tal crisis.

Bajo tal parámetro, entre otras medidas, *i*) dictó la ley 26190²³ (promulgada de hecho el 27 de diciembre de 2006), que aprobó el “Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinadas a la Producción de Energía Eléctrica”; *ii*) aprobó, mediante resolución 712/2009 de la Secretaría de Energía, los contratos de abastecimiento destinados específicamente a la compraventa de energía proveniente de fuentes renovables y, a la vez, reglamentó los aspectos de despacho y operación de la generación de energía eléctrica de fuente renovable; *iii*) convocó en abril de 2009, a través de la empresa estatal Energía Argentina S.A. (EnArSA), a un proceso licitatorio

sobre la base de una anualidad sobre los costos de instalación y otros costos fijos, más los costos variables requeridos para la adecuada operación del equipamiento comprometido, más una adecuada rentabilidad para el inversor, la cual deberá ser aceptada por la Secretaría de Energía y aprobada por el Ministerio citado.

²¹ La figura del Autogenerador Distribuido define a un consumidor de electricidad que además genera energía eléctrica, pero con la particularidad de que los puntos de consumo y generación se vinculan al SADI en diferentes nodos de conexión. El Autogenerador Distribuido deberá tener dos o más puntos de intercambio con el SADI, correspondientes a sus puntos de generación, consumo, o ambos, todos ellos asociados a la misma empresa. De esta manera, las empresas deben comprar (o pueden vender) la diferencia entre la energía generada y la efectivamente consumida.

²² ROTAECHE (2014) pp. 59 y ss.

²³ B.O. 2/1/2007.

para ofertas de provisión de energía eléctrica de fuentes renovables, conocido como GENREN, y *iv*) finalmente, ya en 2011, mediante resolución 108 de la Secretaría de Energía, aprobó los contratos de abastecimiento de energías renovables a ser celebrados directamente entre CAMMESA y agentes generadores, cogeneradores o autogeneradores de fuentes renovable.

Dado que el objetivo de este artículo es finalmente el análisis de la ley 27191, haremos a continuación solo un breve análisis de estos contratos de abastecimiento, de los aspectos regulatorios de despacho de generación de fuente renovable y finalmente nos detendremos en el análisis de la ley 26190, antecedente inmediato de la ley 27191:

a) *Contratos de abastecimiento MEM a partir de fuentes renovables*: Conforme la resolución 712/2009 de la Secretaría de Energía, se prevé la realización de contratos de abastecimiento de energía entre el MEM y EnArSA, relacionados con nuevas ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada. Estos contratos de abastecimiento pueden ser de potencia o de energía y deben ser firmados entre EnArSA y el MEM (a través de CAMMESA), específicamente para suministrar energía proveniente de fuentes renovables. Bajo estos contratos de abastecimiento, los proveedores de energía son subcontratados por EnArSA y no resultan agentes del MEM (siendo CAMMESA la que asume este rol). El plazo mínimo contractual es de 15 años, con la posibilidad de prórroga de 18 meses. Los precios contractuales son fijados en dólares y son calculados sobre la base de los costos de instalación, operación y mantenimiento. Se prevé también que CAMMESA abone mensualmente un cargo adicional de hasta 10 % de la retribución pactada, a los fines de garantizar, a través de la conformación de un Fondo de Garantía de Pago, hasta un 20 % de las obligaciones de pago futuras. Esta resolución constituyó la base legal de aprobación de los contratos de compraventa de energía suscriptos bajo el programa GENREN.

b) *Despacho de energía de fuente renovable*: La misma resolución 71/2009 reglamentó, entre otros muchos aspectos generales –autorización de ingreso al MEM, régimen de información, acceso a la capacidad de transporte, cuestiones comerciales, entre otros– los Anexos 39 y 40 de los “Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios”²⁴, aquellos aspectos técnicos específicos de despacho y operación de la generación de energía eléctrica de fuente renovable.

Sumariamente, el Anexo 39 se aplica a aquella generación de fuente renovable (excluida la generación hidráulica y la eólica, tratada en especial en el Anexo 40) y que tenga una potencia nominal igual o mayor a 0.5 MW como requisito de ingreso al MEM. Prevé que este tipo de generación sea tratada como generación hidráulica de pasada, en lo que resulte aplicable. Para el caso de los biocombustibles incluidos en el régimen de la ley 26093, será despachada considerando un Costo Variable de Producción (CVP) de

²⁴ Conocidos como “Los Procedimientos” y aprobados por resolución 61/92 de la Subsecretaría de Energía Eléctrica.

combustible, a ser determinado sobre la base del consumo específico neto de la unidad generadora y el Precio de Referencia del Fuel Oil en el nodo de vinculación de dicha máquina vigente en cada momento en el MEM, o el Costo Variable de Producción del combustible declarado por el generador, si este último fuere menor.

En cuanto al Anexo 40, se refiere exclusivamente al tratamiento de la energía eólica, la que debe tener una potencia nominal igual o mayor a 1 MW para su ingreso al MEM, y, en lo que es regulado específicamente, debe ser tratada como generación hidráulica de pasada en lo que resulte aplicable. A los efectos de las perturbaciones del sistema eléctrico, se definen dos tipos de granja, Tipo A y Tipo B, siendo las primeras las de mayor valor de relación entre su potencia instalada y la potencia de cortocircuito del punto de conexión a la red. Prevé también determinadas variaciones de tensión en función de la tensión de las redes de transmisión y la obligación de cumplir con la Norma IEC 61400-21 en lo que respecta a armónicas y flickers.

c) *Licitación GENREN*: Como medida proactiva para impulsar el desarrollo de las energías renovables, el Estado Nacional utilizó un sistema regulatorio inédito en nuestro país para las energías renovables: el sistema de licitaciones²⁶. Mediante el proceso licitatorio “Licitación Pública Nacional e Internacional EE N° 001/2009, Ofertas de Provisión de Energía Eléctrica a Partir de Fuentes Renovables”, se habilitó a EnArSA a licitar y comprar energía eléctrica de fuentes renovables por nuevos emprendimientos privados²⁶, con pagos garantizados mediante un aval del Tesoro Nacional de hasta 2.000 millones de dólares a favor de EnArSA. Conforme se explica en los fundamentos del proyecto que resultara en la ley 27191, presentados en el Congreso de la Nación por el senador Marcelo Guinle, se suscribieron contratos por un total de 895 MW: proyectos eólicos por un total de 754 MW (de los cuales 580 MW se desarrollan en la provincia de Chubut, 75 MW en la provincia de Santa Cruz y 99 MW en la provincia de Buenos Aires); proyectos solares fotovoltaicos por un total de 20 MW (todos en la provincia de San Juan); proyectos térmicos con biocombustible por 110,4 MW y mini-hidráulicos por 10,6 MW. También surge de los mismos fundamentos, respecto de los proyectos eólicos y solares, que los primeros instalados en el marco de este programa han sido Rawson I y II, que suman 77,4 MW, y Loma

²⁶ LANARDONNE (2012) en p. 56 explica que “En un sistema de licitaciones se licitan contratos de compra de energía eléctrica a largo plazo (*“power purchase agreements”* o “PPA”) donde los generadores de energía eléctrica a partir de fuentes renovables ofrecen como vendedores un volumen de potencia determinada y un precio, y el comprador es la empresa estatal de energía, o los usuarios regulados que deben asistir a la regulación”.

²⁶ Conforme se especifica en la página web de EnArSA (<http://www.enarsa.com.ar/es/licitaciones>), el objeto de esta licitación es la “Provisión de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, el cual incluirá la provisión, instalación, puesta en marcha, operación y mantenimiento de centrales nuevas que operen con recursos eólicos, solares, geotérmicos, biomásicos, biogas, residuos sólidos urbanos, pequeños aprovechamientos hidroeléctricos y/o biocombustibles, para ser instaladas en los sistemas vinculados a la red del SADI, por un plazo de quince (15) años”.

Blanca IV, con 51 MW, proyectos eólicos ubicados todos ellos en la provincia de Chubut; Cañada Honda I, II y Chimbera I, con 7 MW de energía solar fotovoltaica en conjunto, ubicados en la provincia de San Juan. Termina explicando el informe de los fundamentos que “El resto de los proyectos aún 4 años después de lanzado el programa no se encuentran operativos, aunque alguno de ellos pueda presentar algún grado de avance en la estructuración financiera y/o de obra”.

Luego de la primera licitación, EnArSA convocó a una serie de licitaciones con similar objeto y diversificando las fuentes²⁷, siendo también el resultado insatisfactorio, ya que las distintas centrales de fuente renovable licitadas no fueron finalmente adjudicadas, instaladas y puestas en operación.

d) *Contratos de abastecimiento MEM a partir de fuentes renovables directamente con CAMMESA*: Este tipo de contratos está regulado por resolución 108/2011 de la Secretaría de Energía²⁸. Se aplican específicamente para generadores, cogeneradores o autogeneradores de cualquier fuente renovable de energía que pueda ser considerada tal por parte de la Autoridad de Aplicación, quienes pueden celebrar contratos de abastecimiento directamente con CAMMESA (sin necesidad de la “intermediación” de EnArSA, como en el caso anterior). Sólo son autorizados a celebrar estos contratos de abastecimiento los nuevos proyectos o empresas que no hayan estado operando como miembros del MEM a la fecha de vigencia de la resolución.

Los principales puntos de estos contratos son: prevén un plazo máximo contractual de 15 años, con la posibilidad de extensión por 18 meses; el precio es en dólares, basado en costos (costos fijos y variables, y costos de financiación) aceptados por la Secretaría de Energía; los excesos sobre la energía contratada pueden ser vendidos en el Mercado Spot; el precio contractual puede ser ajustado en función de la existencia de cambios sustanciales de los costos declarados y en caso de cambios en los impuestos nacionales o provinciales.

Explica el Informe de Fundamentos del proyecto de ley 27191 que “. . . a tres años y medio de publicada esta resolución, sólo 31,8 MW de potencia se han instalado (Parque Eólico Necochea –0,3 MW– en la Provincia de Buenos Aires, Parque Eólico Arauco –25,2 MW– en la Provincia de La Rioja y Parque Eólico Diadema –6,3 MW– en la Provincia de Chubut)”, lo que da cuenta del poco éxito logrado a través de esta herramienta regulatoria.

²⁷ Licitación N° 1/2010 para la “provisión, instalación, puesta en marcha, operación y mantenimiento de centrales nuevas que operen con biogas”; Licitación N° 2/2010 para la “provisión, instalación, puesta en marcha, operación y mantenimiento de centrales nuevas que operen con residuos sólidos urbanos”; Licitación N° 3/2010, para la “provisión, instalación, puesta en marcha, operación y mantenimiento de centrales nuevas que operen con recursos geotérmicos”; Licitación N° 4/2010 para la “provisión, instalación, puesta en marcha, operación y mantenimiento de centrales nuevas que operen con recurso solar térmico”; Licitación N° 5/2010, “provisión, instalación, puesta en marcha, operación y mantenimiento de centrales nuevas que operen con recursos biomásicos”, entre otras, publicadas en la página web de EnArSA.

²⁸ A la fecha de confección de este artículo, esta resolución estaba suspendida de hecho por las autoridades.

§ 3. EL ANTECEDENTE INMEDIATO DE LA LEY 27191:
LA LEY 26190

Tal como hemos visto hasta ahora, las herramientas regulatorias propiamente dichas, concebidas bajo el Marco Regulatorio Eléctrico, en especial al momento de comenzar su vigencia, no resultaron suficientes para impulsar el desarrollo de la generación de energía eléctrica en base a fuentes renovables. Tampoco resultaron herramientas eficaces otras normas específicas –aún vigentes– dictadas desde mediados de la década pasada y aplicables a las energías renovables.

El antecedente inmediato de la ley 27191 lo constituye la ley 26190 (2007), la que aprobó el “Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinadas a la Producción de Energía Eléctrica”²⁹.

Como puntos sustanciales, la ley 26190 incluyó dentro de su ámbito de aplicación a los distintos tipos de energías de fuente renovables no fósiles (expresamente menciona a la energía eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, hidráulica, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración, biogás destinado a la producción de electricidad y centrales hidroeléctricas de hasta 30 MW) y estableció como objetivo (aunque no como obligación) lograr una contribución de energías renovables hasta alcanzar el 8 % del consumo de energía eléctrica nacional, en el plazo de 10 años a contar desde la vigencia de la ley.

La ley 26190 creó un Régimen de Inversión para la construcción de obras nuevas destinadas a la producción de energía eléctrica generada a partir de fuentes de energía renovable.

Los beneficiarios del Régimen de Inversión son los titulares de inversiones y concesionarios de obras nuevas, cuya producción esté destinada al MEM o a la prestación de servicios públicos.

El Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, a través de la Secretaría de Energía, resultaba ser la autoridad de aplicación para todas las cuestiones que no sean de naturaleza tributaria o fiscal, mientras que estos temas quedaban sometidos al Ministerio de Economía y Finanzas Públicas.

Los beneficios promocionales bajo la ley 26190, vigentes durante diez años³⁰ a partir de la aprobación del proyecto respectivo, son:

a) Declara de *interés nacional* la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía renovable con destino a la prestación de servicio público como así también la investigación para el desarrollo tecnológico y fabricación de equipos con esa finalidad.

²⁹ La ley 26190, complementaria de la 25019, fue reglamentada por el decreto 562/2009 (B.O. 15/5/2009), o sea, casi dos años y medio después de su entrada en vigencia. Este decreto fue recientemente derogado por el decreto 531/2016.

³⁰ Plazo previsto en el texto original del artículo 2° de la ley 26190, luego prorrogado por ley 27191 hasta el 31 de diciembre de 2017.

- b) Prevé que el Poder Ejecutivo *instrumente las siguientes políticas*:
 - i) Elabore un Programa Federal para el Desarrollo de las Energías Renovables;
 - ii) Coordine con universidades e institutos de investigación el desarrollo de tecnologías aplicables al aprovechamiento de fuentes de energías renovables;
 - iii) Apoye la investigación, la fabricación nacional de equipos, el fortalecimiento del mercado y aplicaciones a nivel masivo de las energías renovables;
 - iv) Celebre acuerdos de cooperación internacional;
 - v) Defina acciones de difusión;
 - vi) Promueva la capacitación y formación de recursos humanos.
- c) Prevé la devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado o alternativamente,
 - d) la amortización acelerada de los bienes u obras de infraestructura, en relación al impuesto a las ganancias.
 - e) Los proyectos aprobados no integran la base de imposición del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta.
 - f) La ley creó el *Fondo Fiduciario de Energías Renovables*, el que está conformado por el recargo de hasta 0,3 \$/MWh previsto en la ley 25019 como cargo a la demanda (grandes usuarios), según lo explicado en § 1, b. La reglamentación prevé que el Consejo Federal de la Energía Eléctrica, en su condición de administrador del Fondo Fiduciario de Energías Renovables, debía diferenciar en subcuentas los recursos a asignar para el pago de la remuneración adicional.

En relación con esta remuneración adicional, la ley 26190 aumentó los valores para energía eólica bajo la ley 25019, pasando de 10 \$/MWh a 15 \$/MWh, incluyendo además como beneficiarios a los sistemas geotérmicos, mareomotriz, biomasa, gases de vertedero, gases de planta de depuración, biogás e hidroeléctrico de hasta 30 MW, que vuelquen su energía en el MEM o estén destinados a la prestación de servicios públicos. Asimismo, fijó en 900 \$/MWh la remuneración adicional para el caso de generación solar fotovoltaica. Estos valores continúan vigentes.

La ley prevé que el valor del Fondo como la remuneración establecida se ajusten por el *coeficiente de adecuación trimestral* previsto en la ley 25957, conforme lo explicado³¹.

Los beneficiarios gozarán de esta remuneración adicional por un período de 15 años, a contarse a partir de la solicitud de inicio del período de beneficio. En el caso de los equipos instalados correspondientes a generadores eólicos y generadores fotovoltaicos solares, dicho período se contará, conforme la ley 26190, a partir de la efectiva fecha de instalación.

Bajo la ley 26190 se debe dar prioridad a los emprendimientos que favorezcan la creación de empleo y a los que se integren en su totalidad con bienes

³¹ Ver § 1, b.

de capital de origen nacional. La autoridad de aplicación puede autorizar la integración de bienes de capital de origen extranjero cuando se acredite fehacientemente que no existe oferta tecnológica competitiva a nivel nacional.

Sin embargo, tal como sucedió con su antecesora ley 25019, los institutos regulatorios y promocionales establecidos en esta ley no llegaron tampoco a impulsar la industria de energías renovables. El Fondo Fiduciario de Energía Renovables no fue conformado, incluso pese a haberse aumentado los valores originales de los recargos que paga la demanda y deben fondear este Fondo Fiduciario. El beneficio de esta remuneración adicional a los proyectos de energías renovables resultó entonces de nula aplicación, ya que los montos pagados por la demanda no fueron derivados a tal fondo fiduciario (que es inexistente) ni a los proyectos.

Tampoco el Estado impulsó las políticas de desarrollo previstas en la ley 26190, incluso demorando dos años y medio su reglamentación cuando el artículo 16 preveía un plazo de 90 días para ello.

§ 4. LEY 27191. MODIFICACIONES A LA LEY 26190, RÉGIMEN DE FOMENTO DE ENERGÍAS RENOVABLES

a) *CONSIDERACIONES GENERALES.* — En el marco descripto, la ley 27191 se convierte, desde el punto de vista legal, en una nueva herramienta para impulsar el desarrollo de las energías renovables. Ofrece nuevos beneficios fiscales, metas obligatorias, y esquemas regulatorios que, sujeto a la reglamentación que debe necesariamente emitirse aún³² y a la decisión política de llevar adelante la nueva normativa, puede generar resultados positivos. La reglamentación y decisión política señaladas no deberían dejar de lado los otros beneficios fiscales, institutos regulatorios, regímenes de fomento y promoción, que, aun estando vigentes, no tuvieron en la práctica una aplicación concreta.

En términos generales, la ley 27191 no solo modifica y complementa el régimen de fomento previsto en la ley 26190, sino que amplía los beneficios promocionales y crea nuevos institutos regulatorios. En última instancia, partiendo de las debilidades que presentó la normativa que antecedió a esta ley, se busca como único fin diversificar la matriz energética y disminuir los costos de generación y la dependencia de combustibles fósiles de origen importado, con su consecuente impacto en la balanza de divisas³³.

Con ese horizonte, la ley 27191 busca en primer lugar concretar la participación del 8 % sobre el consumo de energía eléctrica nacional a partir de fuentes renovables, prorrogando la fecha objetivo de diciembre de 2016 prevista en la ley 26190 hasta el 31 de diciembre de 2017.

³² A la fecha de preparación de este artículo, solamente había sido emitido el decreto reglamentario 531/2016.

³³ Conforme se explica en el informe de Fundamentos presentado con el proyecto de ley.

A la vez, establece una Segunda Etapa, que tiene como meta lograr una contribución de fuentes renovables del 20 % sobre el consumo de energía eléctrica nacional, al 31 de diciembre de 2025.

Los beneficios fiscales o institutos regulatorios se aplicarán en forma diferenciada en cada etapa, conforme se explicará a continuación. Salvo que se establezca un plazo menor, la vigencia de los beneficios “acompaña” a los proyectos desde su comienzo (fecha de aprobación del proyecto) hasta su finalización.

La ley 27191 amplía el elenco de fuentes renovables potenciales beneficiarias del régimen de fomento, adicionando a las ya nombradas por la ley 26190 (eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, hidráulica hasta 30 MW, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás) a la fuente undimotriz, corrientes marinas, hidráulica hasta 50 MW y biocombustibles. El decreto reglamentario 531/2016³⁴ aclara que los tipos de energías renovables beneficiarias del Régimen de Fomento quedaron limitados solamente a los que nombra la ley, con lo que otras tecnologías distintas a estas –por ejemplo, Residuos Sólidos Urbanos–, deberán ser aprobadas por la Autoridad de Aplicación para resultar beneficiarias del Régimen de Fomento, lo que resulta una barrera para el desarrollo de estas tecnologías no incluidas como potenciales beneficiarias del Régimen de Fomento.

De la misma forma, si bien la ley aumenta de 30 MW a 50 MW el límite de potencia para que los proyectos hidroeléctricos encuadren en la definición de Fuentes de Energía Renovable y sean pasibles de obtener los beneficios del régimen de fomento, dicho límite desplazaría a proyectos de potencia superior, los que también podrían beneficiarse y a la vez, contribuir a cumplir con las metas de participación de las energías renovables en la matriz energética.

El Ministerio de Energía y Minería será autoridad de aplicación de cuestiones regulatorias, mientras que en cuestiones de índole tributaria dicha función la ejercerá el Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas, el que, entre otras funciones, deberá determinar el cupo máximo anual a prever en el Presupuesto Nacional disponible para otorgar los beneficios promocionales del Régimen de Fomento.

Serán beneficiarios del Régimen de Fomento aquellos a quienes la autoridad de aplicación les haya otorgado un Certificado de Inclusión, aprobando su proyecto. Sin embargo, el decreto 531/2016 excluye a quienes, sobre el mismo proyecto, hayan celebrado contratos bajo las resoluciones ex Secretaría de Energía 220/2007, 712/2009 y 108/2011, salvo que el proyecto no haya comenzado a ser construido y el contrato sea dejado sin efecto. El decreto 531/2016 no establece el orden de mérito específico para adjudicar proyectos y asignar el cupo fiscal, cuando éste sea insuficiente, lo que queda entonces sujeto a reglamentación.

La reglamentación del artículo 9° permite la obtención de los beneficios promocionales aún antes de que el proyecto tenga principio de ejecución

³⁴ Ver la reglamentación del artículo 4°.

(como lo prevé la ley 27191 en ese artículo). Ello deberá ser aprobado por la autoridad de aplicación y deberá constituirse una garantía equivalente al 100 % del cupo fiscal asignado.

b) *BENEFICIOS FISCALES*. — Enumeramos a continuación los beneficios fiscales incluidos en la ley 27191, realizando un análisis comparativo con la anterior ley 26190 y comentando los aspectos destacables.

1) *Devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado, amortización acelerada del Impuesto a las Ganancias y Base Imponible del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta*: Se mantienen en lo sustancial estos beneficios fiscales ya previstos en la ley 26190, con algunas precisiones y modificaciones.

Respecto del Impuesto al Valor Agregado y el Impuesto a las Ganancias, remite como norma de aplicación a la ley 26360 –que regula un régimen transitorio para el tratamiento fiscal de inversiones en bienes de capital nuevos–, previendo que mantendrá su vigencia hasta la extinción del régimen de fomento.

La ley 27191 prevé que este tratamiento fiscal se aplicará a la ejecución de obras de infraestructura, incluyendo los bienes de capital, obras civiles, electromecánicas y de montaje y otros servicios vinculados que integren la nueva planta de generación o se integren a las plantas existentes y conformen un conjunto inescindible en lo atinente a su aptitud funcional para la producción de energía eléctrica a partir de las fuentes renovables.

A los efectos de poder gozar de estos beneficios, el proyecto debe estar aprobado por la autoridad de aplicación y tener principio efectivo de ejecución antes del 31 de diciembre de 2017. Conforme el artículo reformado, se entenderá que existe principio efectivo de ejecución cuando se hayan realizado erogaciones de fondos asociados al proyecto por un monto no inferior al 15 % de la inversión total prevista antes de la fecha indicada precedentemente. La acreditación del principio efectivo de ejecución del proyecto se efectuará mediante declaración jurada presentada ante la autoridad de aplicación, en las condiciones que establezca la reglamentación.

Asimismo, en forma contraria a lo establecido bajo la ley 26190 y su decreto reglamentario³⁶, los beneficios impositivos de devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado y de amortización acelerada del Impuesto a las Ganancias no son excluyentes entre sí, permitiéndose a los beneficiarios acceder en forma simultánea a ambos.

En relación al IVA por compra, fabricación, elaboración, o importación de bienes de capital, nuevos en todos los casos, o la realización de obras de infraestructura, que les hubiera sido facturado a los responsables del gravamen luego de transcurrido un período fiscal contado a partir del período en que se hubieran hecho las inversiones, tales montos les serán acreditados contra otros impuestos recaudados por AFIP o en las condiciones que establezca la AFIP.

³⁶ Ver artículo 9°, inc. a del decreto 562/2009.

El decreto reglamentario prevé líneas de crédito especiales de corto plazo y tasa diferencial del Banco de la Nación Argentina para cancelar el IVA devengado durante la ejecución del proyecto, cuya operatividad no está aún reglamentada.

Los beneficiarios del Régimen de Fomento podrán optar por la amortización acelerada del Impuesto a las Ganancias a partir del período fiscal de habilitación del bien, o conforme al régimen establecido en el artículo 9°, apartado 1.4. de la ley 26190, modificada por la ley 27191, o sea: *i*) en bienes muebles amortizables adquiridos, elaborados, fabricados o importados en dicho período, como mínimo en dos o tres cuotas anuales, iguales y consecutivas (dependiendo de si la inversión es hecha antes del 31 de diciembre de 2016 o de 2017, respectivamente) y *ii*) en obras de infraestructura iniciadas en dicho período, como mínimo en la cantidad de cuotas anuales, iguales y consecutivas que surja de considerar su vida útil reducida al 50 % o 60 % de la estimada (dependiendo de si la inversión es hecha antes del 31 de diciembre de 2016 o de 2017, respectivamente).

El tratamiento especial previsto en el presente apartado queda sujeto a la condición de que los bienes adquiridos permanezcan en el patrimonio del titular del proyecto de que se trate durante tres años contados a partir de la fecha de habilitación del bien, entendiéndose por tal aquella a partir de la cual se encuentra ejecutado el proyecto y en etapa de producción o funcionamiento, una vez finalizado el período de pruebas y puesta a punto.

En relación con la base imponible del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta, se mantiene el beneficio previsto en la ley 26190, que consiste en que los bienes afectados a las actividades promovidas no integran la base de imposición de este impuesto. A diferencia de lo previsto en la ley 26190, este beneficio se extiende hasta el octavo ejercicio inclusive desde la fecha de puesta en marcha del proyecto. Explican los fundamentos de la ley que ese nuevo plazo es necesario para configurar un beneficio real en proyectos de esta naturaleza, cubriendo el período normal de repago de la inversión. El decreto reglamentario dispone que están beneficiados los bienes ingresados al patrimonio del titular del proyecto con posterioridad a la fecha de su aprobación.

b) Compensación de quebrantos con ganancias: La ley 27191 extiende a 10 años la compensación de quebrantos con el Impuesto a las Ganancias.

c) Deducción de la carga financiera del pasivo financiero: En los casos de disolución de la sociedad por pérdida del capital social y reducción obligatoria del capital social cuando las pérdidas insumen las reservas y el 50 % del capital, podrán deducirse de las pérdidas de la sociedad los intereses y las diferencias de cambio originadas por la financiación del proyecto promovido.

d) Exención del impuesto sobre la distribución de dividendos o utilidades: La ley 27191 exime de la aplicación del Impuesto a las Ganancias a la alícuota del 10 % a la distribución de dividendos o utilidades distribuidas (ley 26893) por titulares de proyectos de inversión beneficiarios del régimen de la ley 27191, en la medida que estos sean reinvertidos en nuevos proyectos de infraestructura en el país. En cuanto al alcance de los “*nuevos proyectos*”

de *infraestructura en el país*”, los fundamentos del proyecto de ley aclaran que los proyectos de infraestructura referidos no necesariamente deben ser proyectos energéticos, ampliando de esta manera el espectro de obras de infraestructura a las cuales se les aplica el beneficio.

e) *Certificado fiscal*: Los beneficiarios que acrediten en sus proyectos un 60 % de componente nacional en las instalaciones electromecánicas, excluida obra civil, o el porcentaje menor –pero nunca menor al 30 %– en la medida que acrediten la inexistencia de producción nacional, tendrán derecho a recibir un certificado fiscal por un valor equivalente al 20 % del componente nacional en las instalaciones electromecánicas, excluida obra civil, para ser aplicado al pago de impuestos nacionales. Este certificado será nominativo y transferible a terceros por una única vez.

La reglamentación permite el otorgamiento del Certificado Fiscal aún antes de la entrada en operación del proyecto (contra garantía del 100 % del valor del Certificado Fiscal), lo que flexibiliza los términos de la ley y permite entonces aplicarlo en la etapa de construcción de gran impacto financiero en este tipo de proyectos. El Certificado Fiscal no se podrá ceder si existiere deuda líquida exigible con la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP).

f) *Estabilidad fiscal*: Los beneficiarios podrán trasladar al precio de los contratos de abastecimiento de fuente renovable los mayores costos derivados de incrementos de impuestos, tasas, contribuciones, o cargos nacionales, provinciales, municipales o de la Ciudad de Buenos Aires, producidos con posterioridad a la celebración de dichos acuerdos. Es de destacar al respecto que en relación a los contratos entre privados, las partes contratantes deberán pactar el tratamiento contractual por otorgar a tales incrementos fiscales, bajo el principio de *autonomía de la voluntad* de las partes, conforme se explica en los fundamentos de la ley.

Por el contrario, en los contratos celebrados por CAMMESA o por el ente designado por la Autoridad de Aplicación, el generador tendrá derecho a solicitar el reconocimiento de un nuevo precio de la energía suministrada cuando se produzcan incrementos en impuestos, tasas, contribuciones o cargos nacionales, provinciales, municipales o de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. De esta manera, se reconoce estabilidad tributaria a la inversión realizada exclusivamente en este tipo de contratos.

g) *Exención de derechos de importación*: Los beneficiarios estarán exentos, hasta el 31 de diciembre de 2017, de derechos de importación y de todo otro derecho, impuesto especial, gravamen correlativo o tasa de estadística, con la exclusión de las demás tasas retributivas de servicios, por la introducción de bienes de capital, equipos especiales, partes o elementos componentes de dichos bienes, nuevos en todos los casos, y los insumos que determine la Autoridad de Aplicación, que sean *necesarios para la ejecución del proyecto de inversión*. Las exenciones se extienden a los repuestos y accesorios nuevos para garantizar la puesta en marcha y desenvolvimiento de la actividad.

También la ley 27191 incluye como exentos de tales derechos o gravámenes, a la importación de bienes de capital, partes, componentes e insumos

destinados a producción de equipamiento de generación eléctrica de fuente renovable y a bienes intermedios en la cadena de valor de *fabricación de equipamiento* de generación eléctrica de fuente renovable, siempre que se acredite que no existe producción nacional de los bienes a importar.

Claramente, de esta forma la ley 27191 tiende a otorgar una exención omnicomprendensiva sobre estos derechos de importación, ya que incluye *i)* a todo gravamen *ii)* sobre bienes de capital, equipos especiales, partes, elementos, repuestos, accesorios, *iii)* destinados a la ejecución del proyecto de inversión y aplicables a los beneficiarios de los mismos, o *iv)* destinados a la producción o fabricación sobre tales bienes. Nuevamente, una interpretación razonable impone que, para resultar beneficiario de la exención, el equipamiento de energía eléctrica de fuente renovable sea destinado específicamente a algún proyecto en particular.

Por otro lado, este beneficio solo se mantiene hasta el 31 de diciembre de 2017, y no hasta, por ejemplo, la finalización de la segunda etapa en diciembre de 2025. Ello implica que se ha dado una señal económica en búsqueda de una rápida ejecución de los proyectos, en el corto plazo.

Finalmente, debe analizarse también el impacto que esta exención –del orden del 18 %– en la adquisición de bienes e insumos importados, de amplia cobertura, puede tener sobre la industria puramente local, la que entonces deberá competir con productos importados exentos de gravamen. No debe dejar de considerarse al respecto que, si bien la propia ley 27191 otorga un *certificado fiscal* transferible equivalente al 20 % del componente nacional a aquellos proyectos que acrediten un cierto porcentaje de componente nacional en las instalaciones electromecánicas –lo que podría entonces favorecer a la empresa local en esta “competencia”–, este certificado fiscal es otorgado, conforme la ley 27191, tan solo a partir de la entrada en operación comercial del proyecto, contra el inmediato beneficio de la exención de derechos de importación. Desde el punto de vista financiero, la competencia parecería entonces volcarse definitivamente en contra de la industria local.

De todos modos, dejamos a los expertos en estos temas económicos y financieros el análisis de eventuales consecuencias que la amplia exención de derechos de importación que prevé la ley 27191 podrían generarse –o no– contra la industria local productora de los bienes exentos.

h) Exención de tributos sobre el acceso y utilización de fuentes renovables: Se establece que el acceso y la utilización de fuentes renovables de generación de energía eléctrica no estarán gravados por ningún tributo específico, canon o regalías, sean nacionales, provinciales o municipales, hasta el 31 de diciembre de 2025.

A fin de no lesionar las soberanías locales para el dictado de tributos locales, sería necesaria al menos la adhesión de las provincias a la presente ley 27191. Al respecto, cabe recordar que, con base en la Constitución nacional –art. 75 incs. 13 y 18– y en el art. 6° de la ley 15336, la generación de energía (cualquiera sea su fuente) queda sujeta a jurisdicción nacional cuando se vincule a la defensa nacional, se destine al comercio de energía eléctrica entre las distintas jurisdicciones, corresponda a un lugar sometido

a la legislación exclusiva del Congreso de la Nación, integre el Sistema Argentino de Interconexión, se trate de aprovechamientos hidroeléctricos que sea necesario interconectar entre sí, se vinculen con una nación extranjera o se trate de generación de energía nuclear. El resto de la generación queda sometida a jurisdicción provincial.

c) *INSTITUTOS REGULATORIOS BAJO LA LEY 27191*. — Los institutos regulatorios que crea esta ley 27191 son los siguientes:

1) *Creación de un Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energías Renovables*: La ley 27191 crea este fondo (el Fondo o FODER), con las siguientes particularidades:

- i) se conformará como un fideicomiso de administración y financiero;
- ii) tendrá como objeto el otorgamiento de préstamos, aportes de capital y adquisición de otro instrumento financiero para la financiación de proyectos elegibles, pudiendo otorgar avales y garantías para respaldar los contratos de compraventa de energía eléctrica a favor de los beneficiarios;
- iii) el Ministerio de Economía y Finanzas Públicas actuará como fiduciante y fideicomisario, el Banco de Inversión y Comercio Exterior (BICE) como fiduciario y serán beneficiarios los titulares de un proyecto de inversión aprobado. Se conformará un Comité Ejecutivo integrado por el Secretario de Energía, el Secretario de Política y Planificación del Desarrollo y el Presidente del BICE;
- iv) los recursos del Fondo estarán constituidos por los aportes del Estado Nacional, los que no podrán ser inferiores al 50% del ahorro en combustibles fósiles consecuentes de la incorporación de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, obtenido en el año previo; cargos específicos a la demanda; recupero de capital e intereses de las financiaciones otorgadas; los dividendos por titularidad de acciones o participaciones y los ingresos provenientes de su venta; producido de operaciones de los bienes fideicomitidos y emisión de valores fiduciarios.

El decreto reglamentario estableció dos tipos de cuentas fiduciarias específicas para derivar los distintos recursos del Fondo: i) *cuenta de financiamiento* y ii) *cuenta de garantía*.

En relación a la *cuenta de financiamiento*, la Autoridad de Aplicación deberá determinar, entre otras cosas, qué recursos destinará el Tesoro Nacional al Fondo y las condiciones de otorgamiento de financiamiento. Los recursos que deba transferir el Tesoro Nacional serán calculados por la Autoridad de Aplicación en función del requerimiento de fondos para dar cumplimiento a las metas anuales de participación de energía de fuentes renovables establecidas por la ley 27191. El 30 de junio de cada año la Autoridad de Aplicación debe comunicar al Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas los recursos del Tesoro Nacional requeridos para el año siguiente, a los efectos de incluirlos en la ley de Presupuesto de dicho año. El decreto 531/2016 fijó en \$ 12.000.000.000 (doce mil millones de pesos) los recursos que se destinarán al Fondo durante el año en curso.

En relación a la *cuenta de garantía*, el decreto 531/2016 creó un cargo específico de garantía que se aplicará a los usuarios de energía eléctrica, con el objeto exclusivo de garantizar las obligaciones contractuales de CAMMESA o el ente que designe la autoridad de aplicación en los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica que se celebren en los términos de la ley 27191. Este cargo será facturado por las distribuidoras o por CAMMESA, según corresponda, por cuenta y orden del Fondo, y el resultante de la recaudación será depositada en la cuenta de garantía. El cargo será calculado y fijado por la Autoridad de Aplicación en una suma en pesos por megavatio hora, con un valor mínimo que permita recaudar y tener en disponibilidad una suma suficiente para garantizar por un plazo mínimo de 12 meses las obligaciones de pago mensuales que surjan de los contratos celebrados por CAMMESA o el ente que designe la autoridad de aplicación. El contrato de fideicomiso (a reglamentarse) y la autoridad de aplicación establecerán las condiciones en las cuales los fondos existentes en la cuenta de garantía serán desembolsados y aplicados.

A los fines del cumplimiento de su objeto, el Fondo podrá:

i) proveer fondos y otorgar facilidades a través de *préstamos o adquisición de valores fiduciarios públicos o privados*;

ii) realizar aportes de capital en sociedades que lleven a cabo los proyectos y suscribir cualquier otro instrumento de financiamiento que determine la autoridad de aplicación;

iii) bonificar puntos porcentuales de la tasa de interés de créditos y títulos valores que otorgue o en los cuales intervengan entidades financieras u otros actores en el rol de proveedores de financiamiento, los que asumirán el riesgo de crédito.

iv) Otorgar avales y garantías para respaldar los contratos de compra-venta de energía eléctrica que suscriban CAMMESA o la institución que sea designada por la Autoridad de Aplicación en representación del Estado nacional.

Conforme el decreto reglamentario 531/2016, todos los proyectos que hayan obtenido el Certificado de Inclusión, independientemente de que contraten directamente con CAMMESA o en forma privada, estarán en condiciones de solicitar el otorgamiento de los instrumentos descriptos en el párrafo anterior.

La autoridad de aplicación de la ley determinará los términos y condiciones de los instrumentos y cómo se administrarán y otorgarán las líneas de crédito y avales o garantías previstos en este apartado, los cuales deberán ser aprobados por el Comité Ejecutivo. Los instrumentos deberán otorgarse prioritariamente a los emprendimientos que acrediten fehacientemente mayor porcentaje de integración de componente nacional. Sin embargo, la reglamentación menciona también que el Comité Ejecutivo del Fondo tendrá en cuenta el “perfil de riesgo de los proyectos”³⁶, lo que deberá ser reglamentado a fin de evitar incertidumbres acerca del alcance de esta disposición.

³⁶ Reglamentación del artículo 7º, inc. 1.5 de la ley 27191 por el decreto 531/2016.

Es de destacar que el Fondo Fiduciario estará eximido de todos los impuestos, tasas y contribuciones nacionales existentes y a crearse en el futuro, al igual que el agente fiduciario, en sus operaciones relativas a este Fondo.

La autoridad de aplicación del Fondo será designada por el Poder Ejecutivo, y estará facultada para dictar las normas reglamentarias, aclaratorias, modificatorias y complementarias que resulten pertinentes y aplicar las sanciones que correspondan.

2) *Contribución obligatoria de usuarios. Sistema de cuota:* La ley 27191 prevé que “*todos los usuarios*” de energía eléctrica de la República Argentina deben alcanzar, en forma gradual conforme los porcentajes crecientes bianuales que detalla dicha ley, la incorporación mínima del 8 % al 31 de diciembre de 2017 hasta llegar al 20 % al 31 de diciembre de 2025. Las escalas previstas en la ley 27191 son las siguientes: 8 % al 31 de diciembre de 2017, 12 % al 31 de diciembre de 2019, 16 % al 31 de diciembre de 2021, 18 % al 31 de diciembre de 2023 y 20 % al 31 de diciembre de 2025.

Este sistema es el denominado *sistema de cuota*, en el que es obligatoria la compra de energías de fuente renovable por parte de toda o una parte de la demanda³⁷.

Recordemos en este punto que *la demanda ya contribuye* a la industria de energías renovables, al pagar efectivamente el recargo que prevé la ley 25019, que actualmente es de 5,4686 \$/MWh, como se explicó en § 1, b. Bajo esta nueva ley 27191, los grandes usuarios con demanda de potencia iguales o superiores a 300 kw deberán, adicionalmente, cubrir a partir de la reglamentación de la ley su *cuota obligatoria*.

Conforme la reglamentación del artículo 9° de la ley 27191, estarán alcanzados por la obligación de cuota prevista en tal artículo aquellos usuarios que cuenten con uno o múltiples puntos de demanda de energía eléctrica con medidores independientes, todos registrados bajo la misma Clave Única de Identificación Tributaria (CUIT), si en la sumatoria de todos los puntos de demanda alcanzan o superan los 300 kW³⁸ de potencia media contratada en

³⁷ LANARDONNE (2012, p. 55) define al sistema de cuotas como aquel en el que “. . .se establece que los operadores del sistema de transporte o de distribución, y/o empresas vendedoras de energía, y/o grandes usuarios estén obligados a comprar un mínimo de energía generada a partir de fuentes renovables. Dicha obligación es generalmente en base a un determinado porcentaje que, de no alcanzarse, puede ser compensado con los “excesos” de cumplimiento de otro obligado (a través de un sistema de bonos), o en última instancia, se deberá abonar una penalidad a la autoridad regulatoria. Es un sistema que provee seguridad para el productor en cuanto se le asegura una demanda o mercado cautivo”.

³⁸ Actualmente, los grandes usuarios abarcan las siguientes categorías: Grandes Usuarios Mayores (GUMA), cuya potencia mínima demandada es de 1 MW y que realizan sus transacciones de compraventa de energía a través de CAMMESA, con contratos a Término y venta de excedente –o compra de faltantes– en el Mercado Spot; Grandes Usuarios Menores (GUME), con potencias demandadas mínima de 100 kW y máxima de 2000 kW, sin vínculo con CAMMESA; Grandes Usuarios Particulares (GUPA), con potencias demandadas mínima de 50 kW y máxima de 100 kW, sin vínculo con CAMMESA, y Grandes Usuarios de la Distribuidora (GUDI), que operan bajo la resolución 1281/2006 de la Secretaría de Energía a través de la distribuidora local y registran una potencia mínima de 300 kW.

el año calendario, aun en el caso de que, en todos o algunos de los puntos de demanda considerados individualmente, no alcancen el nivel indicado precedentemente³⁹.

En efecto, estos grandes usuarios deberán cumplir efectivamente e individualmente con las cuotas establecidas. A tal fin, la ley 27191 prevé que a los fines de cumplir con esta obligación, los grandes usuarios podrán *autogenerar o contratar la compra de energía* de fuentes renovables a través del *i) generador, ii) de un distribuidor que adquiriera la energía a nombre de una generador, iii) de un comercializador o iv) directamente a CAMMESA*, conforme las estipulaciones que establezca la autoridad de aplicación⁴⁰. A este fin, no resultan aplicables normas vigentes o que se dicten en el futuro, que de cualquier manera limiten, restrinjan, impidan o prohíban la celebración de este tipo de contratos⁴¹.

Anualmente, a partir del 31 de diciembre de 2018 y en los plazos y la forma que establezca la autoridad de aplicación, ésta fiscalizará el cumplimiento efectivo de los objetivos de consumo de cada sujeto obligado en cada una de las etapas fijadas en el artículo 8° de la ley 27191. La obligación de *cuota* tiene una tolerancia del 10 % por año, que podrá ser compensada al año siguiente en que se produjere. En caso de incumplimiento, la ley 27191 prevé la aplicación de una penalidad equivalente al promedio ponderado de los últimos doce meses del costo variable de producción de energía eléctrica en base a gasoil importado. A los fines referenciales, conforme los Fundamentos del proyecto de ley, en 2012 el precio promedio ponderado del gasoil importado sin impuestos ni gastos de transporte interno, publicado por CAMMESA, fue de 207 U\$\$/MWh⁴². La metodología de cálculo y aplicación de esta sanción está sujeta a reglamentación.

La energía eléctrica adquirida por los grandes usuarios no estará alcanzada por otros cargos o costos adicionales, incluidos –a modo enunciativo y

³⁹ Bajo esta modalidad, podrá darse el caso de ciertos grandes usuarios con potencias cercanas a los 300 kW, que cumplan entonces con el porcentaje de cuota con mínimos bloques de potencia y energía asociada –dependiendo de lo que considere la reglamentación–; por ejemplo, el 8 % de 300 kW es solo 24 kW con su energía asociada, contratos éstos que en la actualidad no son administrables en el MEM, ni directa ni indirectamente, por no tener la potencia mínima requerida bajo Los Procedimientos, conforme lo explicado.

⁴⁰ Conforme los fundamentos de la ley comentada, este mecanismo de cuota obligatoria “... implica la contratación de energía renovable por una potencia cercana a los 900 MW acumulados al año 2016 y cercana a los 3000 MW para el año 2025”.

⁴¹ Concretamente, la ley 27191 hace referencia en este punto a mecanismos tales como los previstos en la resolución 95/2013 de la Secretaría de Energía, la que suspende, con la excepción de ciertas contrataciones especiales, la incorporación de nuevos contratos en el Mercado a Término del MEM para su administración por parte de CAMMESA, previendo a la vez que una vez finalizados los contratos del Mercado a Término preexistentes, será obligación de los grandes usuarios del MEM adquirir su demanda de energía eléctrica a CAMMESA.

⁴² El mencionado Informe aclara que “Durante 2012, el precio del Gasoil importado, sin impuestos ni gastos de transporte interno, publicado por CAMMESA fue de 841 us\$/m3. Este valor, trasladado a generación eléctrica resulta en un costo promedio de la energía generada con Gasoil de 207 us\$/MWh.

sin perjuicio de la inclusión de otros cargos dispuesta por la autoridad de aplicación— los cargos en concepto de “Sobrecostos Transitorios de Despacho”, “Adicional Sobrecosto Transitorio de Despacho”, “Sobrecostos Combustibles”, “Cargo Medio Incremental de la Demanda Excedente”, ni aquellos que los reemplacen. Estos cargos tampoco serán aplicables para quienes cumplan con las obligaciones previstas en el artículo 9° mediante autogeneración o cogeneración a partir de fuentes renovables.

De acuerdo a la reglamentación del artículo 10, no son aplicables a estos contratos el plazo máximo para contratos de suministro (de 20 años si son productos del suelo o del subsuelo y de 10 años para el resto de los casos) ni el pacto de preferencia, previstos en los artículos 1177 y 1182 del Código Civil y Comercial de la Nación.

Del juego de normas de la ley y de la reglamentación, surgen dos formas para que los grandes usuarios cumplan con las metas de cuota obligatoria: i) *contratación individual* (con un generador de fuente renovable) a través de distribuidor o comercializador, en ambos casos por cuenta del generador, autogeneración o cogeneración, o ii) por el mecanismo de *compra conjunta*.

Para el caso de contratación individual, el precio promedio máximo de estos contratos debe ser de 113 U\$S/MWh o su equivalente en moneda nacional. Este precio podrá ser modificado luego de dos años de reglamentada esta ley y hasta la finalización de la Segunda Etapa del Régimen de Fomento.

Por otra parte, el *mecanismo de compra conjunta* consiste en la adquisición por parte de CAMMESA, o del ente que designe la autoridad de aplicación, de la energía eléctrica generada por generadores de energía renovable, y pagada en última instancia por el conjunto de grandes usuarios obligados (mayores de 300 kW) a cubrir su cuota. Los grandes usuarios tienen el derecho de desistir de participar en este mecanismo.

A los fines de que los grandes usuarios puedan cumplir con su obligación de cuota bajo este mecanismo, el decreto reglamentario previó la convocatoria a un *procedimiento de licitación*, que se basa en los siguientes principios:

i) será público, competitivo y expeditivo, con reglas de aplicación general aprobadas previamente por la Autoridad de Aplicación que prevean plazos de adjudicación ciertos y breves y garanticen la más amplia concurrencia;

ii) podrán prever una asignación mínima o cupo por tecnología, buscando diversificar las fuentes renovables y también la diversificación geográfica de los proyectos;

iii) las adjudicaciones de los contratos deberán favorecer las ofertas con el precio menos oneroso y el plazo de instalación más breve;

iv) el plazo de los contratos será establecido por la Autoridad de Aplicación;

v) el precio podrá ser establecido en Dólares Estadounidenses;

vi) el precio de los contratos destinados a abastecer la demanda no comprendida en el artículo 9° de la ley 27191 (grandes usuarios de más de 300 kW de potencia), será trasladado al precio de adquisición de la energía en el Mercado Eléctrico Mayorista que abona dicha demanda;

vii) se podrá prever el arbitraje comercial como mecanismo de resolución de conflictos entre el vendedor y el comprador;

viii) podrán establecerse garantías al generador, otorgadas por el Fondo.

El precio del megavatio hora que abonarán los sujetos obligados incluidos en el mecanismo de compra conjunta será definido por CAMMESA a prorrata del monto total al que ascienda la sumatoria de los contratos celebrados. Se aplicará asimismo un cargo en concepto de costos de comercialización por la adquisición realizada a CAMMESA o al ente que designe la autoridad de aplicación mediante el mecanismo de compra conjunta.

Por otro lado, en relación al cumplimiento de esta obligación por parte del resto de los usuarios, con potencia menor a 300 kW, se prevé que la Autoridad de Aplicación disponga las medidas conducentes que permitan incorporar al MEM nueva oferta de fuentes renovables a estos fines.

3) *Prioridad de despacho*: La ley 27191 prevé que la energía producida con fuentes renovables intermitentes tendrá, para su despacho eléctrico, un tratamiento similar al recibido por las centrales hidroeléctricas de pasada, de similar manera que el Anexo 40 de Los Procedimientos ya preveía para la energía eólica, como se explicó en § 2, b.

§ 5. LEGISLACIÓN PROVINCIAL

Adicionalmente al esquema de fomento y regulatorio existente a nivel nacional, algunas provincias han dispuesto, en sus respectivas jurisdicciones, otros beneficios de fomento y esquemas regulatorios. A manera de síntesis, el cuadro adjunto muestra las principales disposiciones provinciales de fomento y regulación:

Provincia	Norma /Año	Beneficios	Aspectos regulatorios
Buenos Aires	Ley 12603 (2000) Resol. 827/2009	Exención impuesto <i>inmobiliario</i> por 10 años desde iniciada la actividad. <i>Feed-in tariff</i> de 0,01 \$/kWh. Promoción de líneas de créditos especiales a través del Banco de la Provincia.	Obligación de las distribuidoras de comprar excedentes de energía y potencia. Convenio de cooperación con Foro Regional Eléctrico de la Provincia de Buenos Aires (FREBA). Programa de incentivos a la <i>generación distribuida</i> , priorizando fuentes renovables.
C.A.B.A.	Ley 4024 (2011)	Debe aprobarse una reducción tributaria con relación al ahorro de energía convencional.	Aplicable sólo a energía solar. Beneficios aplicables a viviendas.

<i>Provincia</i>	<i>Norma / Año</i>	<i>Beneficios</i>	<i>Aspectos regulatorios</i>
Chubut	XVII N° 95 (2011) Ley 107 (2013)	Exención del impuesto de sellos. Exención del impuesto sobre los Ingresos Brutos. <i>Estabilidad fiscal</i> por 15 años a partir de su otorgamiento. <i>Medición neta</i> de energía.	Los proyectos eólicos requieren <i>concesión de uso de viento</i> . Crea la Agencia de Promoción de Energías Renovables. Crea el Fondo Provincial para el Desarrollo de las Energías Renovables para financiar la actividad de la Agencia, con aportes de concesiones hidrocarburíferas, entre otros. Adhiere a la ley 26190.
Córdoba	Ley 8810 (1999)	Exención de impuesto sobre los Ingresos Brutos y <i>estabilidad fiscal</i> por 10 años.	
La Pampa	Ley 2380 (2007)	Beneficios a determinar por el Poder Ejecutivo.	Adhiere a la ley 26190
La Rioja	Ley 8190 (2007)	Exención por 5 años de Impuesto sobre los Ingresos Brutos. Impuesto Inmobiliario. Impuesto de sellos. Cualquier otro tributo que grave la producción, industrialización, almacenamiento y comercialización de actividades reguladas por esta ley. Subsidio de hasta el 50% de <i>aportes patronales</i> de cada empleado nuevo que provenga de un plan social o del Estado, durante los 2 primeros años de actividad <i>Subsidio al consumo eléctrico</i> a determinar por la Autoridad de Aplicación.	Crea el Instituto para el Desarrollo Local para la investigación y Extensión de las Energías Limpias, que pondrá en funcionamiento la Autoridad de Aplicación. Crea un <i>Fondo</i> integrado por el 2 % de las utilidades que generen los emprendimientos promovidos por esta ley, destinado a la puesta en funcionamiento del Instituto.
Mendoza	Ley 7822 (2007) Decreto 853/2013	Exención de impuesto de sellos. Exención de impuesto sobre los Ingresos Brutos. Prioridad para recibir apoyo del Fondo de la Transformación. <i>Estabilidad fiscal</i> por 15 años desde la promulgación de la ley.	Adhiere a la ley 26190. Complementario de la ley 25019. Fija como objetivo <i>alcanzar el 15 %</i> de energías renovables sobre el consumo provincial, en 15 años desde la sanción de la ley.
Misiones	Ley 4439 (2008) (consolidada por ley 4526)	Entrega de bienes de dominio público en comodato sin cargo o a precio promocional. Construcción de infraestructura para acondicionamiento de áreas por parte del Poder Ejecutivo. Otorgar otros beneficios. Brindar capacitación.	Crea el Consejo Ejecutivo y Consultivo de Energías Renovables, Biocombustibles e Hidrógeno. Crea el Fondo Fiduciario para la promoción de Energías Renovables, Biocombustibles e Hidrógeno. Entre otros, se prevé que se fondee con hasta 20 % de ingresos de rentas generales.

<i>Provincia</i>	<i>Norma / Año</i>	<i>Beneficios</i>	<i>Aspectos regulatorios</i>
Salta	Ley 7824 (2014)		Modalidad de <i>balance neto</i> para energía renovable.
San Luis	Ley 921 (2014)	Promueve la Generación Distribuida. Exención de impuesto sobre los Ingresos Brutos y del impuesto de sellos por 15 años. <i>Crédito fiscal</i> a autogeneradores, por hasta el 50 % de los impuestos provinciales, que será devengado en hasta cuatro ejercicios fiscales. <i>Feed-in-tariff</i> que se definirá en el Código Tributario, sobre potencias instaladas de más de 5 kW.	Requiere <i>concesión de uso de los recursos naturales</i> provinciales. Crea el <i>Fondo para el Fomento de Energías Renovables</i> , financiado por aportes del tesoro, cargos tarifarios específicos, recursos generados por ahorros que la provincia obtenga por la generación de energías renovables, bonos de carbono, entre otros.
Santa Cruz	Ley 2796 (2005)	Exención del Impuesto Inmobiliario Rural, por 10 años. Exención de todo impuesto provincial, por 10 años. <i>Feed-in tariff</i> para generación eólica o solar. Estabilidad fiscal por 10 años.	Crea el Fondo Provincial de Desarrollo Energético, integrado, entre otros conceptos, por cánones y regalías hidrocarbúricas y dividendos por participación en EnArSA.
Santa Fe	Ley 12503 Ley 12692 Resol. 442/2013 de EPESF	Declara de interés provincial a la generación y el uso de energías alternativas o blandas a partir de fuentes renovables. Reducción, diferimiento y/o exención de Impuesto a los Ingresos Brutos, Impuesto de Sellos, Impuesto Inmobiliario.	Procedimiento de <i>generación distribuida</i> .

Cuadros de beneficios promocionales y herramientas regulatorias

<i>Cuadro de beneficios promocionales</i>	<i>Fuente (leyes)</i>
Declaración de interés nacional a la generación de fuentes renovables	25019 y 26190
Diferimiento del pago del Impuesto al Valor Agregado	25019, 26190 y 27191
Amortización acelerada del impuesto a las ganancias	26190 y 27191
No integración de la base imponible Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta	26190 y 27191
Estabilidad fiscal	25019 y 27191
<i>Feed-in-tariff</i>	25019 y 26190
Extensión a 10 años de la compensación de quebrantos con el Impuesto a las Ganancias.	27191
Deducción de la carga del pasivo financiero	27191
Exención del impuesto sobre la distribución de dividendos	27191
Certificado fiscal por un valor equivalente al 20% del componente nacional	27191
Exención de derechos de importación	27191

CUEVA, José Carlos ♦ “Régimen de fomento para el uso de fuentes renovables . . .”

<i>Cuadro de beneficios promocionales</i>	<i>Fuente (leyes)</i>
Exención de tributos, cánones o regalías sobre el acceso y utilización de fuentes renovables.	27191
Beneficios provinciales	Ver cuadro de normativa provincial.

El siguiente cuadro resume los esquemas regulatorios vigentes.

<i>Cuadro de herramientas regulatorias</i>	<i>Fuente</i>
Fondo Fiduciario de Energías Renovables (destinado a remuneración adicional).	Ley 26190
Contratos de abastecimiento con EnArSA	Resolución 712/2009
Contratos de abastecimiento con CAMMESA	Resolución 108/2011
Reglas de despacho – Despacho preferencial	Anexos 39 y 40 de Los Procedimientos; ley 27191
Fondo Fiduciario de Energías Renovables (destinado a asistencia financiera)	Ley 27191
Esquemas regulatorios provinciales	Ver cuadro de normativa provincial.

§ 6. CONCLUSIONES

Si bien perfectibles, los nuevos beneficios promocionales y esquema regulatorio aprobados mediante la ley 27191 constituyen nuevas herramientas del punto de vista legal que pueden dar un impulso al desarrollo de la industria de energías renovables. Colabora a la vez con tal desarrollo el impulso dado por la normativa provincial dictada en los últimos años, ya sea adhiriendo a los lineamientos nacionales, o bien aportando beneficios o regulación propios.

Habiendo quedado demostrado que el *libre mercado* y la *libre oferta y demanda* concebidos bajo el Marco Regulatorio Eléctrico no resultaron esquemas suficientes para estimular el desarrollo de las energías renovables –sumado a ello la falta de efectiva ejecución de los beneficios de promoción existentes, por ejemplo en el caso de los beneficios previstos en la ley 25019–, dos factores determinarán el éxito del esperado desarrollo y diversificación de la matriz energética argentina a partir de fuentes renovables: el alcance de la reglamentación de la ley 27191 y la efectiva ejecución de toda la normativa vigente –nueva y anterior a la ley 27191– por parte de las autoridades de control y de aplicación, tanto nacionales como provinciales.

BIBLIOGRAFÍA CITADA

- BARREIRO, Rubén A. (2002): *Derecho de la energía eléctrica* (Buenos Aires, Ábaco).
- BASTOS, Carlos Manuel y ABDALA, Manuel Ángel (1993): *Transformación del sector eléctrico* (Santiago de Chile, Editorial Antártica).
- LAHITOU, Juan y ELIASCHEV, Nicolás (2015): “La nueva Ley de Hidrocarburos y la competencia en los mercados de electricidad y gas natural”, *RADEHM*, n° 5: pp. 353-373.
- LANARDONNE, Tomás (2012): “Notas sobre la regulación de las energías renovables en Argentina”, *Revista del Colegio de Abogados de la Ciudad de Buenos Aires*, tomo 72, n° 1: pp. 51-70.
- ROTAECHE, Luis María (2014), *Energías renovables en Argentina. Una propuesta para su desarrollo* (Buenos Aires, Dunken, segunda edición).

NORMAS CITADAS

a) *Normas nacionales*

- Ley 15336 (B.O. 22/9/1960). Ley Nacional de Energía Eléctrica.
- Ley 24065 (B.O. 16/1/1992). Marco Regulatorio Eléctrico.
- Ley 25019 (B.O. 26/10/1998). Régimen Nacional de Energía Eólica y Solar.
- Ley 25561 (B.O. 7/1/2002). Ley de Emergencia Pública.
- Ley 25957 (B.O. 2/12/2004). Modificación a la ley 24065.
- Ley 26093 (B.O. 15/5/2006). Régimen de biocombustibles.
- Ley 26360 (B.O. 9/4/2008). Régimen de promoción en bienes de capital e infraestructura.
- Ley 26190 (B.O. 2/1/2007). Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica.
- Ley 26893 (B.O. 23/9/2013). Impuesto a las ganancias.
- Ley 27191 (B.O. 21/10/2015). Modificación a la ley 26190.
- Decreto 1398/1992 (B.O. 11/8/1992). Reglamenta el Marco Regulatorio Eléctrico.
- Decreto 1597/1999 (B.O. 17/12/1999). Reglamenta la ley 25019.
- Decreto 562/2009 (B.O. 20/5/2009). Reglamenta la ley 26190.
- Decreto 531/2016 (B.O. 31/3/2016). Reglamenta las leyes 26190 y 27191.
- Resolución SEE 61/1992 (B.O. 13/5/1992). Procedimientos para la operación, despacho y cálculo de precios del Mercado Eléctrico Mayorista.
- Resolución SE 304/1999 (B.O. 10/6/1999). Condiciones para centrales eólicas.
- Resolución SE 657/1999 (B.O. 14/12/1999). Recargo sobre las tarifas de energía eléctrica.
- Resolución SE 136/2000 (B.O. 26/10/2000).
- Resolución SE 240/2003 (B.O. 19/8/2003). Fijación de precios en el Mercado Eléctrico Mayorista.
- Resolución SE 406/2003 (B.O. 9/9/2003). Abastecimiento de demandas sin contrato.
- Resolución SE 712/2004 (B.O. 15/7/2004). Fondo de inversiones para incrementar la demanda.
- Resolución SE 1872/2005 (B.O. 7/12/2005). Coeficiente de actualización trimestral.

Resolución SE 1281/2006 (B.O. 5/9/2006) Comercialización de energía en el “mercado spot”.

Resolución SEM 136/2000 (B.O. 26/10/2000). Recargo sobre las tarifas de energía eléctrica.

Resolución SE 333/2001 (B.O. 5/12/2001). Recargo sobre las tarifas de energía eléctrica.

Resolución SE 1061/2005 (B.O. 14/9/2005).

Resolución SE 905/2005 (B.O. 25/7/2005).

Resolución SE 1281/2006 (B.O. 5/9/2006). Programa Energía Plus.

Resolución SE 220/2007 (B.O. 22/1/2007). Contratos de abastecimiento.

Resolución SE 269/2008 (B.O. 14/5/2008). Autogenerador Distribuido.

Resolución SE 712/2009 (B.O. 15/10/2009). Contratos de abastecimiento.

Resolución SE 108/2011 (B.O. 13/4/2011). Contratos de abastecimiento de fuente renovable.

b) *Normas provinciales*

1. *Provincia de Buenos Aires*

Ley 12603 (B.O. 5/2/2001). Ley de energías renovables.
Resolución Ministerio de Infraestructura 827/2009. Reglamenta la ley 12603.

2. *Ciudad Autónoma de Buenos Aires*

Ley 4024 (B.O. 24/1/2012). Incentivos a la energía solar.

3. *Provincia de Chubut*

Ley XVII N° 95 (B.O. 14/1/2011). Ley de dominio sobre Recursos Naturales.
Ley 107 (B.O. 11/10/2013). Programa de medición neta de energía.

4. *Provincia de Córdoba*

Ley 8810 (B.O. 28/12/1999). Ley de Energías Renovables.

5. *Provincia de La Pampa*

Ley 2380 (B.O. 28/12/2007). Adhiere a la ley 26190.

6. *Provincia de La Rioja*

Ley 8190 (B.O. 11/12/2007). Generación y uso de energías renovables.

7. *Provincia de Mendoza*

Ley 7822 (B.O. 10/1/2008). Régimen de fomento para el uso de fuentes renovables de energía.
Decreto 853/2013 (B.O. 1/07/2013). Reglamenta la ley 7822.

8. *Provincia de Misiones*

Ley 4439 (B.O. 28/7/2008). Régimen de promoción de energías renovables y biocombustibles.

9. *Provincia de Salta*

Ley 7824 (B.O. 28/07/2014). Balance neto de energía.

10. *Provincia de San Luis*

Ley 921 (B.O. 31/12/2014). Promoción y desarrollo de energías renovables.

11. *Provincia de Santa Cruz*

Ley 2796 (B.O. 22/09/2005). Régimen de promoción de las energías renovables.

12. *Provincia de Santa Fe*

Ley 12503 (B.O. 29/12/2005). Generación y uso de energías alternativas.

Ley 12692 (B.O. 19/12/2006). Régimen de promoción de energías renovables.

Resolución 442/2013 de la Empresa Provincial de Energía (s/d). Generación en paralelo con la red de EPESF.