



CEARE

CENTRO DE ESTUDIOS DE LA ACTIVIDAD
REGULATORIA ENERGÉTICA



PROYECTO PROBIOMASA

Servicios para el relevamiento y fortalecimiento del marco normativo de la producción y aprovechamiento de la biomasa destinada a generación de energía.

ESTUDIO PARA ORGANIZACIÓN
DE LAS NACIONES UNIDAS PARA LA ALIMENTACIÓN
Y LA AGRICULTURA (FAO)¹

ENERO 2017

¹ Texto preparado por Griselda Lambertini sobre la base de los informes multidisciplinarios que integran el estudio para la identificación y el análisis de la normativa referida al aprovechamiento de la biomasa para generación de energía eléctrica y térmica en Argentina realizado en 2015.

Tabla de Contenidos

I - BIONERGIA Y BIOMASA	5
II - NORMATIVA APLICABLE A LA BIOMASA COMO FUENTE DE GENERACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE.....	6
1. CONSTITUCIÓN NACIONAL	7
1.1 CONSTITUCIÓN Y AMBIENTE	7
1.2 CONSTITUCIÓN Y DERECHOS DE LOS USUARIOS	7
1.3 CONSTITUCIÓN Y ACCESO A LA JUSTICIA	8
1.4 CUESTIONES JURISDICCIONALES	9
1.5 LAS COMPETENCIAS MUNICIPALES.....	11
2. MARCO REGULATORIO ELÉCTRICO	12
2.1 ORGANIZACIÓN INSTITUCIONAL	12
2.2 LEY N° 24.065 Y NORMATIVA DEL MEM	12
2.2.1 GENERACIÓN	12
2.2.2 ACCESO A LAS REDES DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN.....	14
2.2.3 ACCESO DE LA GENERACIÓN BASADA EN FUENTES RENOVABLES	14
2.2.4 REFORMAS REGULATORIAS	15
2.2.5 LA EMERGENCIA ELÉCTRICA	16
3. RÉGIMENES DE INCENTIVOS A LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON FUENTES RENOVABLES	17
3.1 LEY N° 26.093 DE 2006 Y DECRETO REGLAMENTARIO PEN N° 109 DE 2007 - RÉGIMEN DE REGULACIÓN Y PROMOCIÓN PARA LA PRODUCCIÓN Y USO SUSTENTABLES DE BIOCOMBUSTIBLES	17
3.2 LEY N° 26.190 DE 2006 Y DECRETO REGLAMENTARIO PEN N° 562 DE 2009 - RÉGIMEN DE FOMENTO NACIONAL PARA EL USO DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA DESTINADAS A LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	19
3.3 LEY 27.191: REFORMA DE LA LEY 26.190.....	20
3.4 RESOLUCIONES SE N° 712/09 Y 108/11: CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES	21
3.5 RESOLUCIÓN CONJUNTA MPFIPYS 572/11 Y MEYFP 172/11: PROCEDIMIENTO PARA LA PRESENTACIÓN Y SELECCIÓN DE PROYECTOS.....	22
3.6 EL PROGRAMA GENREN Y OTROS PROYECTOS DESARROLLADOS POR ENARSA.....	22
3.7 REGLAMENTACIÓN DE LA LEY N° 27.191 Y EL PROGRAMA RENOVAR.....	23
4. PRESUPUESTOS MÍNIMOS AMBIENTALES	25
4.1 LEY GENERAL DEL AMBIENTE	25
4.2 LEY DE LIBRE ACCESO A LA INFORMACIÓN PÚBLICA AMBIENTAL	26
4.3 LEY DE GESTIÓN DE RESIDUOS DOMICILIARIOS	26
4.4 LEY DE GESTIÓN DE RESIDUOS INDUSTRIALES	27

4.5 LEY DE BOSQUES NATIVOS.....	27
5. NORMAS DE PROMOCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE BIOMASA.....	28
III – ANÁLISIS Y CONCLUSIONES SOBRE LA NORMATIVA NACIONAL.....	28
1. EXISTENCIA DE MECANISMOS DE INCENTIVOS Y SUS RESULTADOS.....	28
2. CUESTIONES JURISDICCIONALES.....	33
2.1 MARCO REGULATORIO ELÉCTRICO.....	34
2.2 NORMATIVA AMBIENTAL.....	34
3. EL ROL DE LAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	35
4. VENTAJAS DE SER AGENTE DEL MEM PARA GRANDES USUARIOS Y GENERADORES DE PEQUEÑA ESCALA.....	36
5. INFLUENCIA DE LOS INCENTIVOS ECONÓMICOS PARA OTRAS FUENTES.....	38
6. CONCLUSIONES ACERCA DE LA SITUACIÓN REGULATORIA A 2015.....	39
IV - ANÁLISIS Y CONCLUSIONES SOBRE LOS INCENTIVOS APLICADOS EN EL ÁMBITO INTERNACIONAL.....	40
1. INCENTIVOS APLICADOS EN OTROS PAÍSES.....	40
1.1 BRASIL.....	41
1.2 CHILE.....	41
1.3 URUGUAY.....	42
1.4 ALEMANIA.....	42
1.5 ESPAÑA.....	43
1.6 CHINA.....	44
2. INSTRUMENTOS DE PROMOCIÓN.....	44
3. CONCLUSIONES SOBRE LA APLICABILIDAD AL CASO ARGENTINO.....	47
V - PROPUESTAS Y RECOMENDACIONES.....	47
1. PROMOCIÓN DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA TÉRMICA CON BIOMASA.....	47
2. PROMOCIÓN DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BIOMASA.....	49
2.1 ESCENARIO CON SUBSIDIOS.....	49
2.2 ESCENARIO SIN SUBSIDIOS.....	50
3. PROMOCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE BIOGÁS.....	51
4. GESTIÓN DE RESIDUOS CON RECUPERACIÓN ENERGÉTICA.....	52
5. RECOMENDACIONES TÉCNICAS PARA EL ACCESO A LA RED ELÉCTRICA.....	53
5.1 INCORPORACIÓN AL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA DE LOS PRODUCTORES DE ELECTRICIDAD EN BASE A BIOMASA.....	53
5.2 EL ROL DE LAS DISTRIBUIDORAS.....	54
5.3 REQUISITOS TÉCNICOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE UN PRODUCTOR CON BIOMASA A LAS REDES DE DISTRIBUCION.....	54
5.3.1 CLASIFICACIÓN.....	54
5.3.2 REQUISITOS PARA CADA CATEGORÍA.....	55
5.4 DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES.....	57
6. REFLEXIONES FINALES.....	57

VI – FUENTES DE INFORMACIÓN	58
1. BIBLIOGRAFÍA Y PÁGINAS WEB	58
2. INDICE DE NORMAS ARGENTINAS CITADAS	59

I - BIONERGIA Y BIOMASA

La **BIOENERGÍA** es aquella energía (eléctrica, térmica o mecánica) obtenida a partir de **BIOMASA**. Se denomina **BIOMASA** a toda materia orgánica derivada de plantas que no se hayan fosilizado, la leña, los residuos forestales, agropecuarios, industriales y urbanos. La **BIOMASA** también se puede generar y multiplicar mediante plantaciones dedicadas con fines energéticos.

La **BIOMASA** cruda y procesada puede producir combustibles sólidos, líquidos y gaseosos para ser convertidos en calor o en electricidad. Si se maneja en forma adecuada, la biomasa es una fuente renovable, capaz de brindar potencia firme al sistema eléctrico en forma económica, ambiental y socialmente sostenible. Es la única fuente renovable que, además de reemplazar a los combustibles fósiles, es capaz de reducir las emisiones de metano producidas por la gran cantidad de residuos orgánicos derivados de la actividad humana.

La **BIOMASA** es una posible fuente de generación distribuida. Además de generar energía térmica, mecánica y eléctrica para la industria y los servicios locales, los excedentes podrían exportarse a comunidades vecinas, resultando en un sistema sinérgico de gran valor agregado.

Tanto en áreas rurales como urbanas, la **BIOENERGÍA** puede convertirse en un complemento ideal para la utilización de los numerosos subproductos (residuos o desechos) que generan las actividades humanas. De este modo pueden evitarse fuertes impactos ambientales, ya que el aprovechamiento de los subproductos biomásicos se convierte en una alternativa viable para eliminar los residuos sin causar daños al entorno.

Por las características enunciadas, la **BIOENERGÍA** resulta una forma efectiva de promover el desarrollo sostenible, con miras a reducir las desigualdades sociales, mejorar la distribución de los ingresos, otorgar mayor confiabilidad al sistema energético, preservar el ambiente y cumplir con las metas de reducción de gases de efecto invernadero comprometidas en el ámbito internacional.

Actualmente existe una imperiosa necesidad de impulsar políticas energéticas y ambientales favorables al desarrollo de las energías renovables. A partir de distintas acciones gubernamentales se comprobó que en Argentina existe un gran potencial de recursos y residuos biomásicos disponibles y aprovechables para uso energético. En este contexto, la Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO) y los Ministerios que integran el Proyecto PROBIOMASA encomendaron al Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética (CEARE) de la Universidad de Buenos Aires (UBA) la realización de un estudio para la identificación y el análisis de la normativa referida al aprovechamiento de la biomasa para generación de energía eléctrica y térmica en Argentina ("el Estudio 2015").

La metodología del Estudio 2015 incluyó el análisis de (i) los preceptos constitucionales, (ii) el marco regulatorio eléctrico, (iii) los mecanismos de incentivos y (iv) la normativa ambiental, aplicables a la generación de energía eléctrica y térmica a partir de biomasa.

El análisis de estas normas aportó información respecto del alcance y la eficacia de los incentivos regulatorios existentes, los eventuales conflictos jurisdiccionales y las barreras o vacíos normativos que impidieron que los incentivos se transformen en resultados. Asimismo, se revisó el impacto de los incentivos económicos existentes para los combustibles fósiles y cómo influyeron en el desarrollo de las energías renovables.

Para completar el Estudio 2015, se revisaron los mecanismos para la promoción de la biomasa como materia prima para la generación de energía renovable térmica y eléctrica, utilizados en tres países de la región (Brasil, Chile, Uruguay) y tres países extra-regionales (Alemania, China, España).

Con estos elementos se elaboraron recomendaciones para el establecimiento de un marco regulatorio sustentable de largo plazo, que permita la inserción -en las redes eléctricas pequeñas y medianas- de potencia eléctrica generada a partir de biomasa, a fin de mejorar las prestaciones y la calidad de servicio. Se contempló especialmente la actividad de producción de biogás a partir de subproductos agropecuarios y agroindustriales, y de residuos sólidos urbanos. En todos los casos se tuvieron en cuenta las cuestiones ambientales implicadas en la generación eléctrica y térmica con recursos biomásicos.

Los resultados del Estudio fueron presentados y debatidos en el Taller realizado el 25 de noviembre de 2015 en el Salón Azul de la Facultad de Derecho de la UBA en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

En esta instancia, FAO junto con el Ministerio de Agroindustria y el Ministerio de Energía y Minería de la Nación consideraron oportuno encomendar al CEARE la preparación de una publicación de los resultados del Estudio 2015 con el objetivo de extender su divulgación. Al mismo tiempo, se resolvió profundizar el análisis mediante la realización de una nueva investigación sobre los requerimientos regulatorios del sector. Esta investigación está actualmente en curso y ha tomado como insumos las conclusiones y recomendaciones que aquí se resumen.

II - NORMATIVA APLICABLE A LA BIOMASA COMO FUENTE DE GENERACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE

El Estudio comenzó por la identificación de los preceptos de la Constitución Nacional que dan marco y sustento a la generación de energía eléctrica y térmica a partir de biomasa, y que definen las cuestiones jurisdiccionales. Luego se identificaron las leyes nacionales y sus reglamentaciones en relación con los mecanismos para la incorporación de la biomasa. Tales mecanismos resultan de la confluencia de las siguientes vertientes normativas que se complementan entre sí:

(i) el Marco Regulatorio Eléctrico, Ley N° 24.065 y sus reglamentos;

(ii) los regímenes nacionales de incentivos para el uso de fuentes renovables no convencionales destinadas a la producción de energía eléctrica, Ley N° 26.190, Ley N° 27.191 y sus reglamentaciones;

- (iii) las leyes de presupuestos mínimos ambientales; y
- (iv) las normas de promoción de la producción de biomasa.

1. CONSTITUCIÓN NACIONAL

1.1 Constitución y ambiente

De conformidad con los principios consagrados por la Conferencia de la Naciones Unidas sobre Ambiente Humano que tuvo lugar en Estocolmo en 1972, y siguiendo la línea adoptada en todas las constituciones sancionadas a partir de esa fecha, la reforma constitucional de 1994 introdujo la cuestión ambiental en el **Artículo 41** que dice:

“Todos los habitantes gozan del derecho a un ambiente sano, equilibrado, apto para el desarrollo humano y para que las actividades productivas satisfagan las necesidades presentes sin comprometer las de las generaciones futuras; y tienen el deber de preservarlo. El daño ambiental generará prioritariamente la obligación de recomponer, según lo establezca la ley.

Las autoridades proveerán a la protección de este derecho, a la utilización racional de los recursos naturales, a la preservación del patrimonio natural y cultural y de la diversidad biológica, y a la información y educación ambientales.

Corresponde a la Nación dictar las normas que contengan los presupuestos mínimos de protección, y a las provincias, las necesarias para complementarlas, sin que aquellas alteren las jurisdicciones locales.

Se prohíbe el ingreso al territorio nacional de residuos actual o potencialmente peligrosos, y de los radiactivos.”

De este modo, el Artículo 41 transcrito fija un objetivo en el tiempo: la satisfacción de *“las necesidades del presente sin comprometer a las de las generaciones futuras”*. Ello implica la incorporación de la noción de **desarrollo sustentable**, que ubica a la variable ambiental como necesaria en la toma de toda decisión que haga al desenvolvimiento de una comunidad organizada.² La recepción del principio de ‘desarrollo sustentable’ o ‘derecho intergeneracional’ trae consigo la obligación de garantizar que aquellos que heredarán el ambiente deberán vivir en condiciones tan buenas o mejores que las presentes a fin de facilitar su desarrollo efectivo.³

1.2 Constitución y derechos de los usuarios

El **Artículo 42** de la Constitución Nacional establece:

² Sabsay, Daniel Alberto, “Gobernabilidad, Medio Ambiente y el Desarrollo Sustentable”, en Revista Relaciones Internacionales, año 8, N° 14, diciembre-mayo 1998, págs. 90 y 91.

³ Tawil, Guido S., “La Cláusula Ambiental en la Constitución Nacional”, Estudios para la Reforma Constitucional, Buenos Aires, 1995, pág. 50.

“Los consumidores y usuarios de bienes y servicios tienen derecho, en la relación de consumo, a la protección de su salud, seguridad e intereses económicos; a una información adecuada y veraz; a la libertad de elección, y a condiciones de trato equitativo y digno.

Las autoridades proveerán a la protección de esos derechos, a la educación para el consumo, a la defensa de la competencia contra toda forma de distorsión de los mercados, al control de los monopolios naturales y legales, al de la calidad y eficiencia de los servicios públicos, y a la constitución de asociaciones de consumidores y de usuarios.

La legislación establecerá procedimientos eficaces para la prevención y solución de conflictos, y los marcos regulatorios de los servicios públicos de competencia nacional, previendo la necesaria participación de las asociaciones de consumidores y usuarios y de las provincias interesadas, en los organismos de control.”

El Artículo 42 comprende todas las **relaciones que afectan a consumidores y usuarios**, tanto en la etapa de generación de electricidad como en la prestación de los servicios públicos de transporte y distribución por redes. El establecimiento de mecanismos regulatorios para incentivar la generación de energía a partir de biomasa deberá tener en cuenta la protección de la salud, la seguridad, los intereses económicos, la información adecuada y veraz, la libertad de elección, las condiciones de trato equitativo y digno.

1.3 Constitución y acceso a la justicia

Otra cláusula constitucional que incide directamente sobre la protección del ambiente y los derechos de los usuarios de los servicios públicos es el **Artículo 43** que dice:

“Toda persona puede interponer acción expedita y rápida de amparo, siempre que no exista otro medio judicial más idóneo, contra todo acto u omisión de autoridades públicas o de particulares, que en forma actual o inminente lesione, restrinja, altere o amenace, con arbitrariedad o ilegalidad manifiesta, derechos y garantías reconocidos por esta Constitución, un tratado o una ley. En el caso, el juez podrá declarar la inconstitucionalidad de la norma en que se funde el acto u omisión lesiva.

Podrán interponer esta acción contra cualquier forma de discriminación y en lo relativo a los derechos que protegen al ambiente, a la competencia, al usuario y al consumidor, así como a los derechos de incidencia colectiva en general, el afectado, el defensor del pueblo y las asociaciones que propendan a esos fines, registradas conforme a la ley, la que determinará los requisitos y formas de su organización”.

Tradicionalmente, el acceso a la justicia por parte de los ciudadanos se encontraba limitado a quienes fueran titulares de un derecho subjetivo individual. Esta concepción no resultaba suficiente para abarcar aquellos intereses que desbordan notoriamente la esfera de lo individual, como la protección del ambiente, la salud pública, la estética urbanística, el patrimonio histórico, los derechos de los consumidores.

El Artículo 43 de la Constitución Nacional consagra la figura del **amparo colectivo** como garantía para el efectivo cumplimiento de los derechos de incidencia colectiva. Se trata de una ampliación del amparo individual o clásico, que involucra dos elementos de la relación susceptibles de

originar el ejercicio del amparo: los derechos afectados o restringidos y los sujetos legitimados para su interposición.

1.4 Cuestiones jurisdiccionales

La República Argentina ha adoptado para su gobierno la forma representativa, republicana y federal. Este sistema se traduce en una descentralización del poder del Estado que combina el poder político y el territorial, y está constituido sobre la base de tres niveles de gobierno: Nación, Provincias y Municipios. Por otra parte, la Ciudad de Buenos Aires cuenta con un nivel institucional de autonomía similar al de las provincias.

Los principios generales de la división de competencias entre la Nación y las Provincias surgen de la aplicación del **Artículo 121**, conforme al cual: *“Las provincias conservan todo el poder no delegado por esta Constitución al Gobierno federal, y el que expresamente se hayan reservado por pactos especiales al tiempo de su incorporación”*. La Nación posee una competencia de excepción, ya que ella debe resultar de una delegación expresa, hecha a su favor por parte de las provincias. Las provincias tienen una competencia general, conformada por todas las atribuciones remanentes, o sea, todas aquellas que no le han sido expresamente reconocidas a la Nación. La Constitución también establece que la competencia nacional tiene una jerarquía superior a la provincial y que, en consecuencia, es suprema.⁴

Dentro de los poderes que las provincias han reservado para sí se encuentran aquellos vinculados con el dictado de su derecho público interno,⁵ incluyendo la capacidad para crear servicios públicos. Por excepción, aquellos servicios públicos que tengan caracteres interprovinciales o internacionales; o cuando la Nación ejerciere las facultades conferidas por el Artículo 75 inc. 18 de la Constitución; o cuando la Nación ejerciere actividades que la Constitución le atribuye expresamente y constituyan servicios públicos, entonces la creación y regulación de este servicio corresponderá a la órbita federal.⁶

Específicamente, el **Artículo 124** expresa que *“corresponde a las provincias el dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio”*. Al titular del dominio le corresponde, en

⁴ Dice el Artículo 31 CN: *“Esta Constitución, las leyes de la Nación que en su consecuencia se dicten por el Congreso y los tratados con las potencias extranjeras son la ley suprema de la Nación; y las autoridades de cada provincia están obligadas a conformarse a ella, no obstante cualquiera disposición en contrario que contengan las leyes o constituciones provinciales, salvo para la provincia de Buenos Aires, los tratados ratificados después del Pacto de 11 de noviembre de 1859”*.

⁵ Por el Artículo 122 CN, las Provincias *“se dan sus propias instituciones locales y se rigen por ellas. Eligen sus gobernadores, sus legisladores y demás funcionarios de provincia, sin intervención del Gobierno federal”*.

⁶ Bidart Campos, Germán, Tratado Elemental de Derecho Constitucional Argentino, pág.737, Ed. Ediar. Bs. As. 1986.

general, el ejercicio de la jurisdicción sobre el mismo. No obstante, en materia ambiental, se ha producido una delegación a favor de la Nación en lo que hace a la determinación de "presupuestos mínimos", los que deberán aplicarse necesariamente en relación con el uso de los recursos naturales.

Por su parte, el gobierno federal posee una serie de facultades, delimitadas y enumeradas, que surgen principalmente de los Artículos 41 y 75 de la Carta Magna, los cuales puede ejercer de manera exclusiva y que se relacionan directamente con la gestión de los recursos naturales.

En materia ambiental, la cláusula contenida en el 3º párrafo del **Artículo 41** ya citada dispone que: *"corresponde a la Nación dictar normas que contengan los presupuestos mínimos de protección, y a las provincias, las necesarias para complementarlas, sin que aquéllas alteren las jurisdicciones locales"*.

Por imperio del **Artículo 75**, el Congreso de la Nación cuenta con otras atribuciones que impactan de manera directa en la prestación del servicio eléctrico y en materia ambiental, entre ellas:

Inc. 12: *"Dictar los Códigos Civil, Comercial, Penal, de Minería, y del Trabajo y Seguridad Social, en cuerpos unificados o separados, sin que tales códigos alteren las jurisdicciones locales, correspondiendo su aplicación a los tribunales federales o provinciales, según que las cosas o las personas cayeren bajo sus respectivas jurisdicciones; y especialmente leyes generales para toda la Nación sobre naturalización y nacionalidad, con sujeción al principio de nacionalidad natural y por opción en beneficio de la argentina: así como sobre bancarrotas, sobre falsificación de la moneda corriente y documentos públicos del Estado, y las que requiera el establecimiento del juicio por jurados"*.

Inc. 13: *"Reglar el comercio con las naciones extranjeras, y de las provincias entre sí"*.

Inc. 17: *"Reconocer la preexistencia étnica y cultural de los pueblos indígenas argentinos (...) Asegurar su participación en la gestión referida a sus recursos naturales y a los demás intereses que los afecten. Las provincias pueden ejercer concurrentemente estas atribuciones"*.

Inc. 18: *"Proveer lo conducente a la prosperidad del país, al adelanto y bienestar de todas las provincias..."*. Esta cláusula se conoce como la "cláusula del progreso" e implica que el Gobierno Federal cuenta con facultades para impulsar una serie de actividades tendientes a proveer lo conducente a la prosperidad del país, las cuales no son otra cosa que la realización de acciones que justifican en gran medida su propia existencia.

Inc. 19: *"Proveer lo conducente al desarrollo humano, al progreso económico con justicia social, a la productividad de la economía nacional, a la generación de empleo, a la formación profesional de los trabajadores, a la defensa del valor de la moneda, a la investigación y al desarrollo científico y tecnológico, su difusión y aprovechamiento"*. Es la llamada "nueva cláusula del progreso".

Inc. 30: *"Ejercer una legislación exclusiva en el territorio de la capital de la Nación y dictar la legislación necesaria para el cumplimiento de los fines específicos de los establecimientos de utilidad nacional en el territorio de la República. Las autoridades provinciales y municipales conservarán los poderes de policía e imposición sobre estos establecimientos, en tanto no interfieran en el cumplimiento de aquellos fines"*.

Los **establecimientos de utilidad nacional** son aquellos sitios adquiridos por el Estado Nacional a los fines del cumplimiento de determinados objetivos que hacen al interés general, tales como puertos, destacamentos militares, usinas hidroeléctricas, entre otros. El nuevo texto constitucional establece claramente los límites de las competencias nacionales de los establecimientos, adhiriendo a la interpretación que propugnaba la existencia de facultades concurrentes entre distintos niveles de gobierno y en donde el Estado nacional podrá legislar, en tanto y cuanto esa legislación sea necesaria y lo justifiquen los fines específicos de la utilidad de los establecimientos.

1.5 Las competencias municipales

El municipio, en su condición de tercer nivel de gobierno en el territorio y de conformidad con nuestro sistema de distribución de poderes, recibe sus atribuciones de acuerdo con lo que determine el derecho público de cada provincia. Sin embargo, la Constitución Nacional reformada en 1994 reconoce la autonomía de los municipios y establece las bases del régimen municipal que todas y cada una de las provincias debe asegurar.

El **Artículo 123** de la Constitución Nacional establece que:

“Cada provincia dicta su propia constitución, conforme a lo dispuesto por el artículo 5, asegurando la autonomía municipal y reglando su alcance y contenido en el orden institucional, político, administrativo, económico y financiero...”.

De esta manera, los órdenes jurídicos provinciales están obligados a reconocer la autonomía de sus municipios y a fijar las pautas para determinar el alcance y contenidos en los distintos órdenes del quehacer local.

El concepto de **poder de policía** hace referencia a las facultades legislativas que tiene toda autoridad para regular y reglamentar los derechos individuales reconocidos por la ley, a fin de asegurar la concreción del bienestar general. Un aspecto clave en el ejercicio del poder de policía en un Estado federal es determinar de qué modo se distribuye dicho poder entre los distintos niveles de gobierno existentes. En principio, el titular del poder de policía será aquella autoridad con competencia material y territorial respecto de la cuestión principal cuya protección se persigue.

Sin embargo, existen provincias en donde las constituciones locales conciben a los municipios sin el estatus autonómico que establece la Constitución Nacional. Tal es el caso de las provincias de Buenos Aires, Tucumán y San Luis. El desconocimiento del carácter autonómico del régimen municipal tiene un fuerte impacto en las capacidades de los municipios para formular sus propias políticas públicas. Por consiguiente, a fin de determinar la situación de cada uno de los municipios, sería necesario observar qué competencias propias le corresponden a cada uno de acuerdo con el orden jurídico provincial, lo que permitirá conocer, asimismo, cuáles son las facultades municipales en materia de ejercicio del poder de policía.

2. MARCO REGULATORIO ELÉCTRICO

2.1 Organización institucional

Las actividades que se desarrollan para la generación de energía eléctrica, su transporte, su comercialización y su distribución a los usuarios finales son actividades reguladas por el poder público, sea en carácter de actividades de interés general o de servicios públicos.

En cuanto a la delimitación jurisdiccional entre Nación y provincias, la generación interconectada y los sistemas de transmisión en alta tensión que suponen comercio interprovincial corresponden a la Nación, quedando la distribución reservada a la jurisdicción provincial. Como excepción, la distribución de electricidad en el Área Metropolitana de Buenos Aires quedó en la jurisdicción federal, por haberlo declarado así una ley anterior que dio origen a lo que fue la empresa estatal Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires (SEGBA).

En la jurisdicción nacional, la organización del servicio eléctrico se apoya en cuatro instituciones: el Ministerio de Energía y Minería (MINEM), el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), el Organismo Encargado del Despacho (OED) que depende de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) y el Consejo Federal de Energía Eléctrica (CFEE).

2.2 Ley N° 24.065 y normativa del MEM

El Marco Regulatorio Eléctrico sancionado en 1992 mediante Ley N° 24.065 y su Decreto Reglamentario 1398/92 -aunque no está orientado especialmente a la incorporación de energía de fuentes renovables- contiene elementos que contribuyen a este propósito, siendo los más importantes la desintegración vertical de la industria y la consecuente creación de las figuras del Generador, Cogenerador y Autogenerador como productores especializados, independientes de las grandes redes de distribución y transporte, y la creación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de alcance nacional. En consecuencia, dentro del MEM quedaron definidos cuatro actores principales: los Generadores, los Distribuidores, los Transportistas y los Grandes Usuarios.

El Artículo 98 de la Ley N° 24.065 contempla la adhesión de las provincias al Marco Regulatorio Eléctrico nacional. En los hechos, no se produjo una adhesión directa, pero varias provincias (en particular, las que privatizaron la distribución de electricidad) dictaron leyes que adoptan los mismos principios que la regulación nacional.

2.2.1 Generación

De acuerdo con el Artículo 1° de la Ley 24.065, la actividad de generación de energía eléctrica debe ser regulada sólo en aquellos aspectos y circunstancias que afecten el interés general. En su concepción original, el Marco Regulatorio contemplaba el libre ingreso y egreso de actores al MEM, y en particular la desvinculación de la actividad de generación de las tradicionales formas de concesión (propias del servicio público), excepto en el caso de usos hidroeléctricos. Asimismo, suponía un régimen de formación de precios signado por la competencia y compuesto por el Mercado a Término (MAT), en el que las partes fijaban de común acuerdo sus propios precios y

demás condiciones y el Mercado Spot para todos los intercambios no contratados, con precios fijados de hora en hora sobre la base del costo marginal de generación.

El Artículo 5° de la Ley 24.065 define al generador como quien “*siendo titular de una central eléctrica adquirida o instalada en los términos de esta ley, o concesionarios de servicios de explotación de acuerdo al artículo 14 de la ley 15.336, coloque su producción en forma total o parcial en el sistema de transporte y/o distribución sujeto a jurisdicción nacional*”.

La actividad de generación de energía eléctrica de origen térmico no requiere autorización previa del Poder Ejecutivo Nacional y los generadores pueden celebrar contratos de suministro directamente con Distribuidores y Grandes Usuarios.

Por el Artículo 39 de la Ley 24.065 se establece que CAMMESA no impondrá restricciones a los autogeneradores que suministren energía a través de contratos libremente pactados con los demandantes, salvo que existieren razones técnicas fundadas. CAMMESA canalizará las ventas de saldos de este tipo de generación, en la medida en que resulte económico para el sistema.

En teoría, bajo esas condiciones cualquier productor de energía de las hoy llamadas “fuentes renovables” podría haber ingresado con su oferta al mercado, ya sea suscribiendo contratos con Distribuidores o Grandes Usuarios en el MAT, o vendiendo simplemente en el Mercado Spot, y hubiera obtenido beneficios siempre que el nivel de precios le hubiere permitido cubrir apropiadamente sus costos.

La reglamentación detallada del funcionamiento del MEM está contenida en la Resolución de la ex Secretaría de Energía N° 61/92 y sus modificaciones, denominada “Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (usualmente conocida como “los Procedimientos”). De acuerdo con los Procedimientos, el MEM se compone de:

- a) Un Mercado a Término, con contratos por cantidades, precios y condiciones pactadas libremente entre vendedores y compradores;
- b) Un Mercado Spot, con precios sancionados en forma horaria en función del costo económico de producción, representado por el Costo Marginal de Corto Plazo medido en el Centro de Carga del Sistema;
- c) Un Sistema de Estabilización por trimestres de los precios previstos para el Mercado Spot, destinado a la compra de los Distribuidores.

Por el principio de libre acceso, cualquier Agente del MEM que esté conectado directa o indirectamente al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) puede comprar su energía eléctrica a cualquiera que la venda en el MEM. Entre los Agentes reconocidos del MEM se incluye a los Generadores, Autogeneradores, Cogeneradores y Grandes Usuarios que soliciten y obtengan autorización de la Secretaría de Energía Eléctrica para incorporarse al MEM. En la práctica, el ingreso de nuevos generadores en el MEM está condicionado a la aprobación de un conjunto de

requisitos técnicos y administrativos establecidos en el Anexo 17 de los Procedimientos: “Ingreso de nuevos Agentes al Mercado Eléctrico Mayorista”.⁷

Dentro de los requisitos básicos para solicitar la habilitación como Agente, un Generador debe ser titular de un establecimiento destinado a la generación de energía eléctrica que coloque su producción en forma total o parcial en algún nodo perteneciente a un Transportista o Prestador de la Función Técnica de Transporte de Energía Eléctrica (PAFTT). El Cogenerador y el Autogenerador deben tener una potencia instalada de generación eléctrica igual o mayor a 1 MW y, para el Autogenerador, una capacidad propia de generación que cubra como mínimo el 50% del total su demanda anual de energía.

2.2.2 Acceso a las Redes de Transmisión y Distribución

Los Transportistas vinculan eléctricamente a la demanda con la generación. También pueden cumplir la Función Técnica de Transporte (FTT) un Generador, un Gran Usuario, una Cooperativa o un Distribuidor si tiene conectado algún Gran Usuario, algún Generador o algún Distribuidor, sea o no Agente del MEM.

Todas las instalaciones que cumplen la FTT están alcanzadas por el principio de libre acceso. Esto significa que el acceso a las redes por parte de terceros no puede ser impedido sin argumento, ni invocando preferencias o intereses, sino únicamente por insuficiencia de capacidad excedente, una vez atendida la demanda del propietario de las redes. El acceso es libre, pero no es gratuito. Todos los Agentes del MEM, en la proporción que lo determine la reglamentación vigente, deben pagar el costo del uso de dichas instalaciones.

Para ingresar en el SADI, el solicitante debe cumplir complementariamente con los requisitos establecidos en el Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica. Si el solicitante accede al MEM, no por conexión directa con instalaciones eléctricas que forman parte del SADI sino a través de instalaciones que están conectadas con ellas, deberá informar, junto con su solicitud de ingreso, las tratativas realizadas para lograr el correspondiente acuerdo por el servicio de la FTT con la o las empresas o entes que exploten instalaciones a través de las cuales se vincula al SADI. De no alcanzarse el acuerdo citado, el solicitante deberá requerir la intervención de la Secretaría de Energía Eléctrica a fin de que ésta fije la tarifa y demás condiciones de la prestación, aplicando lo establecido en los Anexos 27 ó 28 de los Procedimientos.

2.2.3 Acceso de la Generación basada en Fuentes Renovables

Para el caso de generación con fuentes renovables de energía, excluida la hidráulica y la eólica, el Anexo 39 de los Procedimientos establece condiciones particulares, atendiendo al equipamiento involucrado y a la naturaleza del recurso, circunstancia que lo diferencia en algunos aspectos de la generación convencional. Para los aspectos asimilables a la generación

⁷ Además del Anexo 17, ver Anexo 12 “Autogeneradores y Cogeneradores” y Anexo 4 “Control de Tensión y Despacho de Potencia Reactiva y Procedimientos Técnicos”.

convencional, la producción de energía eléctrica obtenida a partir de biomasa es tratada como generación hidráulica de pasada.

La condición para el ingreso de este tipo de generación en el MEM es que se alcance una potencia nominal igual o mayor a 0,5 MW, cualquiera sea la naturaleza del resto del equipamiento a cargo del mismo titular. Adicionalmente, deberá cumplir todos los requisitos que se establecen para el ingreso de nuevos Generadores al MEM. En cuanto al control de tensión y despacho de potencia reactiva, en caso que las unidades generadoras sean de tipo distinto de la sincrónica, el Generador será responsable de la instalación de equipamiento de compensación de la potencia reactiva necesaria para cumplir con lo indicado a continuación:

- ✓ La generación menor o igual a 1 MW no debe absorber potencia reactiva de la red (es decir, debe operar con un factor de potencia ($\cos \phi$) igual a la unidad o entregando potencia reactiva a la red). Puede trabajar con un factor de potencia ($\cos \phi$) constante; sólo se requerirá control de tensión cuando ello sea necesario para mantener las tensiones dentro de banda.
- ✓ La generación mayor a 1 MW y menor a 25 MW debe disponer de capacidad para operar en cualquiera de las condiciones que le sean requeridas para un factor de potencia ($\cos \phi$) igual a 0,95 (inductivo o capacitivo). Cuando las condiciones del punto de conexión lo requieran, se podrá exigir que disponga de control automático de la tensión en el punto de conexión a la red.
- ✓ Para los generadores con potencia superior a 25 MW los requerimientos de potencia reactiva y control de tensión se establecerán en base a los estudios de funcionamiento indicados en el Procedimiento Técnico N° 1 para los estudios de Etapa 1.
- ✓ Para las unidades generadoras sincrónicas los requerimientos de suministro de potencia reactiva y control de tensión serán los indicados en los Procedimientos.
- ✓ Si por razones de diseño del sistema de transporte o distribución donde se conecte la central generadora o de disponibilidad de los equipos de compensación de dichas redes no pudiera darse satisfacción al requerimiento de potencia reactiva referido previamente, será de aplicación lo establecido en el Anexo 4 de los Procedimientos según sea solicitado por CAMMESA dentro de los límites fijados en el presente Anexo.

El Generador debe suministrar, como declaración jurada, aquellas características operativas de sus unidades; en particular las que hacen a la aleatoriedad prevista del recurso. De verificarse que la información referida no se ajusta a la realidad, CAMMESA podrá establecer datos a partir de sus propias estimaciones. En virtud de los resultados de la operación, el OED estará habilitado a limitar la operación de un Generador, sea en tiempo real o programado, debiendo poder justificar técnicamente para ello que el Generador provocará alteraciones fuera de tolerancia en los parámetros funcionales del sistema.

2.2.4 Reformas regulatorias

Sucesivas reformas reglamentarias han introducido modificaciones en el funcionamiento del MEM, particularmente en lo que se refiere a los mecanismos de formación de precios.

La retribución de los generadores en el Mercado Spot comenzó a ser fijada administrativamente, bajo la forma de un reembolso de gastos operativos y una remuneración parcial del activo fijo, mientras que el principal insumo (el combustible) comenzó a ser provisto por CAMMESA con recursos del Estado Nacional. A partir de 2014, CAMMESA se convirtió en el único comprador de toda la producción que ingresaba en el MEM, con un sistema de precios regulados, diferenciados según el tipo de central.

Entre las reformas regulatorias, cabe destacar la **Resolución SE N° 220/07** que introdujo la figura de los llamados **Contratos de Abastecimiento MEM**, en los que la parte compradora no es ya un Agente sino el propio Mercado representado por CAMMESA. Se establece que la vigencia de los contratos podrá ser de hasta diez años y que la remuneración a percibir por la parte vendedora se determinará en base a los costos aceptados por la autoridad energética. La Resolución SE 220/07 consagró un mecanismo sustancialmente diferente del descrito en el Marco Regulatorio original: el Estado Nacional comenzó a actuar como impulsor de los nuevos desarrollos de oferta y se constituyó en garante de los precios.

La **Resolución SE N° 95/13** introdujo una reorganización de amplio alcance en el funcionamiento del MEM, apuntando a sistematizar las remuneraciones diferenciales que se habían venido aplicando durante casi una década. Se procuró adaptar la remuneración de los Agentes Generadores del MEM de tipo térmico convencional o hidráulico, únicamente para los bloques de energía eléctrica que no fueran comercializados mediante contratos de energía eléctrica regulados. Se exceptuaron los hidráulicos binacionales y la generación nuclear, que cuentan con regímenes específicos. Los generadores debían (i) ceder a CAMMESA la gestión comercial y uso de los combustibles, (ii) perder la posibilidad de vender en condiciones libremente pactadas a los Grandes Usuarios del MEM, (iii) recibir ingresos por energía calculados en base a un precio regulado remunerativo de costos operativos no combustibles en lugar de un precio de mercado, y (iv) recibir una remuneración por costos fijos sustitutiva de la remuneración por potencia, calculada en base a un cargo regulado que se aplicaría en función de la disponibilidad lograda. La naturaleza de los negocios de los generadores en sus aspectos de riesgos, oportunidades, fortalezas y debilidades, quedó modificada en modo trascendente.

Las **Resoluciones SE N° 529/14 y MPFIPyS N° 482/15** introdujeron modificaciones con el propósito de actualizar los valores de remuneración de los generadores térmicos e hidráulicos nacionales, en función de la estructura de costos. Se introdujo un nuevo concepto de remuneración, vinculado a los mantenimientos no recurrentes y se centralizó la gestión de combustibles.

2.2.5 La Emergencia Eléctrica

En diciembre de 2015, con el cambio de gobierno, se consideró que la gestión anterior había abandonado los criterios de razonabilidad y eficiencia en la definición de los precios del MEM, lo que habría incrementado el costo de abastecer adecuadamente a la demanda, distorsionando las señales económicas y desalentando la inversión privada de riesgo en generación de energía eléctrica.

Mediante **Decreto N° 134/15**, el Poder Ejecutivo Nacional declaró la **Emergencia del Sector Eléctrico Nacional** hasta el 31 de diciembre de 2017 e instruyó al Ministerio de Energía y Minería para que elabore un programa de acciones necesarias con relación a los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico, garantizando la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicamente adecuadas.

Entre otras medidas, se actualizaron las remuneraciones establecidas en la Resolución SE 95/2013 y sus modificaciones, se impulsó la contratación de generación con fuentes renovables y se modificó el régimen de los Contratos de Abastecimiento MEM.

3. REGÍMENES DE INCENTIVOS A LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON FUENTES RENOVABLES

Desde 1998, el Gobierno Nacional viene construyendo un sistema de estímulos para el uso de energías derivadas de fuentes no convencionales, que se apoya en varias leyes y un conjunto de decretos y resoluciones:

- **Ley N° 25.019** de octubre de 1998: **Régimen Nacional de Energía Eólica y Solar**. Esta norma fue extendida a todas las fuentes renovables por la Ley N° 26.190.
- **Ley N° 26.093** de abril de 2006: **Régimen de Regulación y Promoción para la Producción y Uso Sustentables de Biocombustibles** y su Decreto Reglamentario PEN N° 109 de 2007
- **Ley N° 26.190** de diciembre de 2006: **Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía** y su Decreto Reglamentario PEN N° 562 de mayo de 2009
- Resoluciones ex SE N° 712/09 y 108/11: **Contratos de Abastecimiento MEM** a partir de fuentes renovables resultantes de ofertas presentadas por ENARSA y por otros Agentes
- Resolución Conjunta MPFIPyS 572 y MEyFP 172 de mayo de 2011: **Procedimiento para la presentación y selección de proyectos** de inversiones mediante el uso de fuentes renovables de energía, complementario del reglamento aprobado por Decreto 562/09
- **Ley N° 27.191** de septiembre de 2015 que modificó y amplió la Ley N° 26.190 y su Decreto Reglamentario PEN N° 531 de marzo de 2016.

3.1 Ley N° 26.093 de 2006 y Decreto Reglamentario PEN N° 109 de 2007 - Régimen de Regulación y Promoción para la Producción y Uso Sustentables de Biocombustibles

La Ley N° 26.093 define como **biocombustibles** al **bioetanol, biodiesel y biogás**, que se produzcan a partir de materias primas de origen agropecuario, agroindustrial o desechos orgánicos, que cumplan los requisitos de calidad que establezca la autoridad de aplicación.

Sólo podrán producir biocombustibles las plantas habilitadas, que cumplan con los requerimientos en cuanto a la calidad de biocombustibles y su producción sustentable, para lo cual los proyectos

presentados deberán someterse a un procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) que incluya el tratamiento de efluentes y la gestión de residuos.

El biocombustible gaseoso denominado **biogás** se utilizará en sistemas, líneas de transporte y distribución, de acuerdo con lo que establezca la autoridad de aplicación (Artículo 11 de la Ley N° 26.093). Por otra parte, el Artículo 12 de la ley comentada establece la obligación del Estado Nacional de utilizar biogás sin corte o mezcla. El Decreto Reglamentario N° 109 de 2007 aclara que la autoridad de aplicación definirá las condiciones bajo las cuales podrá utilizarse el biogás puro y, cuando así lo considere oportuno, las condiciones en las cuales podrá integrarse a una red de gas natural.

Con un claro enfoque en el desarrollo del biodiesel, se estableció que los proyectos de radicación de industrias de biocombustibles gozarán de los beneficios de la ley, siempre que cumplan determinados requisitos, entre los que se exige que su capital social mayoritario sea aportado por el Estado Nacional, por la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, los Estados Provinciales, los Municipios o las personas físicas o jurídicas dedicadas mayoritariamente a la producción agropecuaria. El cupo fiscal total de los beneficios promocionales se fijará anualmente en la respectiva Ley de Presupuesto. Se priorizarán los proyectos en función de los siguientes criterios: promoción de las pequeñas y medianas empresas; promoción de productores agropecuarios; promoción de las economías regionales. Los beneficios promocionales se refieren a la devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado y a la amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias.

El Decreto Reglamentario N° 109/07 aclara que quedan sujetas a este régimen las actividades de producción, mezcla, comercialización, distribución, consumo y uso sustentables de biocombustibles. Se designa como autoridad de aplicación al ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios a través de la ex Secretaría de Energía. Estas funciones corresponden actualmente al Ministerio de Minería y Energía, a través de las Secretarías que oportunamente se definan. En las cuestiones de índole tributaria o fiscal interviene el Ministerio de Hacienda.

El Artículo 3 del Decreto N° 109/07 dispone que la autoridad de aplicación ejercerá -entre otras- las siguientes funciones:

“a) Realizará tareas de difusión y de promoción nacional relativas al uso de los Biocombustibles. Suscribirá acuerdos con provincias y municipios a fin de que tales autoridades promuevan o dispongan la utilización de Biocombustibles por parte de aquellas empresas permisionarias, concesionarias o contratistas que operen en cada jurisdicción.

b) Controlará las actividades y calidad del producto en las etapas de producción, mezcla y comercialización de Biocombustibles.

c) Determinará las especificaciones de los Biocombustibles, definiendo la calidad necesaria, los parámetros mínimos, sus valores y tolerancias.

d) *Dictará la normativa técnica, definirá las condiciones mínimas de seguridad y los requerimientos de tratamiento de efluentes de las plantas de producción, mezcla, distribución y despacho de Biocombustibles.*

e) *Controlará el cumplimiento de los requisitos y la documentación necesaria, y establecerá los formatos de presentación que deberán cumplir tanto las instalaciones que produzcan Biocombustibles como el resto de las operaciones involucradas en la cadena comercial. (...)*

j) *Dictará, en el ámbito de su competencia, las normas complementarias que resulten necesarias para interpretar y aclarar el régimen establecido en la Ley N° 26.093 y en el presente decreto”.*

En consecuencia, la competencia para el dictado de la normativa correspondiente al diseño, emplazamiento, construcción, operación y mantenimiento de plantas de producción de biogás corresponde al Ministerio de Minería y Energía.

Por otra parte, el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) es responsable de fijar la normativa técnica y de seguridad para las actividades de transporte, distribución y almacenamiento de biogás. El ENARGAS debería redactar las Normas Argentinas Mínimas de Seguridad - Normas NAG para el biogás, sobre la base de las normas referidas al gas natural y eventualmente como adaptación de otras disposiciones operativas y de seguridad internacionales referidas al transporte, distribución, almacenamiento y uso del biogás.

3.2 Ley N° 26.190 de 2006 y Decreto Reglamentario PEN N° 562 de 2009 - Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía destinadas a la Producción de Energía Eléctrica

El Régimen de Fomento para el Uso de Fuentes Renovables fue creado por la Ley N° 26.190 de diciembre de 2006, que actualizó y amplió a todas las fuentes renovables los estímulos establecidos sólo para las fuentes eólica y solar por la anterior Ley N° 25.019 de 1998. Se definieron como fuentes de energía renovables a aquellas que no emplean combustibles fósiles, incluyendo: energía eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, hidráulica hasta 30 MW de potencia, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás.

La Ley N° 26.190 declaró de interés nacional la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes renovables con destino a la prestación de servicio público, como así también la investigación para el desarrollo tecnológico y la fabricación de equipos con esa finalidad. Estableció como objetivo lograr la contribución de las fuentes renovables hasta alcanzar el 8% del consumo de energía eléctrica nacional en un plazo de 10 años a partir de la puesta en vigencia del régimen.

La Ley N° 26.190, reglamentada por el Decreto PEN N° 562/09, estableció (i) un conjunto de beneficios impositivos aplicables por 10 años a las nuevas inversiones en emprendimientos de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, así como (ii) una remuneración adicional a pagar durante 15 años por cada kilovatio hora efectivamente generado por las diferentes fuentes que volcaren su energía en el MEM o que estuvieren destinadas a la prestación de servicio público. Los beneficios impositivos se refieren a obtener la devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado (IVA) correspondiente a los bienes nuevos amortizables o,

alternativamente, practicar en el Impuesto a las Ganancias su amortización acelerada; y a la exclusión de la base imponible del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta. El Estado también se comprometía a promover el otorgamiento de facilidades fiscales por parte de las jurisdicciones provinciales y municipales.

Una pieza clave del régimen de fomento era el Fondo Fiduciario de Energías Renovables, instrumento destinado a recaudar los recursos destinados a subsidiar la compra de energía eléctrica producida por fuentes renovables amparadas por este régimen. De acuerdo con la reglamentación, podrían acceder a la remuneración adicional:

“a) Todo generador titular de una instalación de energía renovable destinada a la producción de energía eléctrica que sea agente del MEM.

b) Todo autogenerador, agente del MEM, titular de una instalación de energía renovable destinada a la generación de energía eléctrica, por los excedentes que vuelque al servicio público de electricidad.

c) Todo generador, autogenerador o cogenerador titular de una instalación de energía renovable destinada a la producción de energía eléctrica que no sea agente del MEM, que venda toda o parte de su energía a un prestador de servicio público de electricidad, alcanzándole dicha remuneración sólo a la energía de tal origen que sea vendida a dicho prestador.

d) Todo titular de una concesión provincial o municipal de servicio público o prestatario, debidamente autorizado, del servicio rural disperso de electricidad, que tenga a su cargo unidades de generación de energías renovables destinadas a la producción de energía eléctrica, sea o no agente del MEM alcanzando dicha remuneración sólo a la energía de tal origen que sea utilizada por el concesionario para la prestación del servicio público”.

3.3 Ley 27.191: reforma de la Ley 26.190

Al tiempo de la elaboración del Estudio 2015, se encontraba en proceso de sanción la Ley N° 27.191 que en septiembre de 2015 modificó y amplió el Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica.

Se redefinió la meta del régimen de fomento, estableciendo como objetivo una contribución de las fuentes de energía renovables del 8% del consumo de energía eléctrica nacional al 31 de diciembre de 2017.

La definición de “fuentes renovables de energía” fue reformulada para incluir el concepto de ‘sustentabilidad’: *“Son las fuentes renovables de energía no fósiles idóneas para ser aprovechadas de forma sustentable en el corto, mediano y largo plazo: energía eólica, solar térmica, solar fotovoltaica, geotérmica, mareomotriz, undimotriz, de las corrientes marinas, hidráulica, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración, biogás y biocombustibles, con excepción de los usos previstos en la ley 26.093”.* Se amplió el límite de potencia para los proyectos de centrales hidroeléctricas hasta 50 MW.

Se ampliaron los beneficios impositivos y se estableció que los beneficiarios que en sus proyectos de inversión acrediten entre un 30% y un 60% de integración de componente nacional en las instalaciones electromecánicas, excluida la obra civil, tendrán derecho a percibir como beneficio

adicional un certificado fiscal para ser aplicado al pago de impuestos nacionales, por un valor equivalente al 20% del componente nacional acreditado.

Los beneficiarios del régimen, cualquiera sea la fecha en que sus proyectos se inicien y desarrollen, podrán trasladar al precio pactado en los contratos de abastecimiento de energía renovable celebrados, los mayores costos derivados de incrementos de impuestos, tasas, contribuciones o cargos nacionales, provinciales, municipales o de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires producidos con posterioridad a la celebración de dichos contratos.

Además, para estimular las inversiones y promover la producción de energías renovables, la nueva ley estableció la obligatoriedad de consumo de energía de fuentes renovables para los Grandes Usuarios (consumo igual o superior a 300 kW). Estos Grandes Usuarios deberían abastecerse de un 8% de energía renovable en 2017, un 12% en 2019, un 16% en 2021, un 18% en 2023 y 20% en 2025. De no cumplirlo, quedarían sujetos a una penalidad equivalente al Costo Variable de Producción de Energía Eléctrica correspondiente a la generación cuya fuente de combustible sea gasoil de origen importado, calculado como el promedio ponderado de los 12 meses del año calendario anterior a la fecha de incumplimiento. Con esta medida se apunta a que los grandes consumos contraten volúmenes de energía directamente en el mercado, ya sea con generadores independientes, a través de comercializadores o por medio de la ejecución de proyectos propios.

Por otra parte, se dispuso la conformación del Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER) que brindaría financiación a proyectos de inversión, alimentado por un mínimo del 50% del ahorro efectivo en combustibles líquidos causado por las energías renovables.

3.4 Resoluciones SE N° 712/09 y 108/11: Contratos de Abastecimiento MEM a partir de fuentes renovables

Volviendo al régimen anterior a la modificación de septiembre 2015, para implementar los beneficios previstos en el régimen de fomento de la Ley N° 26.190, la Resolución ex SE N° 712/09 habilitó la figura de **Contratos de Abastecimiento MEM a partir de Fuentes Renovables** para las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada que presentare ENARSA en calidad de Agente del MEM.

Estos contratos podrían celebrarse tanto para proyectos que utilizaren tecnologías de respaldo de potencia de sus unidades generadoras, como en aquellos proyectos en los que esto no fuera posible de acuerdo con las características del recurso explotado y/o la tecnología aplicada: "Contratos de Abastecimiento MEM a partir de Fuentes Renovables por Potencia" y "Contratos de Abastecimiento MEM a partir de Fuentes Renovables por Cantidad de Energía Suministrada". Las características de estos Contratos eran las siguientes: (i) plazo máximo de vigencia de 15 años; (ii) CAMMESA, como parte compradora, abonaría mensualmente un cargo adicional de hasta el 10% al pautado en los contratos a celebrarse en concepto de retribución por la generación y energía asociada, a los fines de garantizar, a través de la conformación de un Fondo de Garantía de Pago, en hasta un 20% las obligaciones futuras que surjan de estos Contratos. La Resolución SE N° 712/09 también reguló la remuneración en el Mercado Spot de la energía eléctrica producida por estos proyectos.

Mediante Resolución SE 108/11, la ex Secretaría de Energía hizo extensiva la posibilidad de realizar estos Contratos de Abastecimiento MEM a otros agentes distintos de ENARSA. La remuneración a percibir por la parte vendedora se determinaría en base a los costos e ingresos aceptados por la ex Secretaria de Energía. Se fijó un Modelo de Contrato, con cláusulas referidas a precios, reajustes y reembolso de impuestos.

En septiembre de 2016 por **Resolución MINEM N° 202/16** se derogaron las Resoluciones ex SE N° 712/09 y 108/11, aunque se mantuvieron los contratos correspondientes a centrales de generación que ya hubieren obtenido la habilitación comercial.

3.5 Resolución Conjunta MPFIPyS 572/11 y MEyFP 172/11: Procedimiento para la presentación y selección de proyectos

Mediante Resolución Conjunta que lleva números 572/11 y 172/11 respectivamente, de fecha 5 de mayo de 2011, los ex Ministerios de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, y de Economía y Finanzas Públicas aprobaron el “Procedimiento para la Presentación y Selección de Proyectos” a los fines de complementar el “Reglamento de Fomento de Inversiones mediante el Uso de Fuentes Renovables de Energía” aprobado por el Decreto N° 562 de fecha 15 de mayo de 2009, reglamentario de la Ley N° 26.190.

Las solicitudes para ser acogido como beneficiario debían presentarse ante la ex Secretaría de Energía. Se fijaría un orden de mérito de los proyectos, según los siguientes criterios: la creación de empleo, la minimización del impacto ambiental, la integración de la obra con bienes de capital de origen nacional y la generación de energía eléctrica según se destinare al MEM o a la prestación de servicios públicos. Previa intervención del ex Ministerio de Economía, el beneficio se resolvería por el ex Ministro de Planificación Federal.

3.6 El Programa GENREN y otros proyectos desarrollados por ENARSA

Para alcanzar los objetivos de la Ley N° 26.190 y en el marco de la Resolución SE N° 712/09, el ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios instruyó a ENARSA para que convocara a ofertas de disponibilidad de generación de energía proveniente de fuentes renovables por un total de 1015 MW de potencia instalada: “Programa GENREN”.⁸ ENARSA realizó la licitación, aceptando ofertas con módulos de potencia de hasta 50 MW. Luego vendería la energía en el MEM mediante contratos de 15 años de plazo.

ENARSA también implementó un proyecto de generación de 50 MW por combustión de residuos urbanos de la Cuenca Matanza-Riachuelo y la generación con biogás a partir del metano captado del relleno sanitario que posee el CEAMSE en Campo de Mayo. Mediante este proceso se instalaron dos centrales a biogás, San Martín Norte III-A por un total de 5,1 MW y San Miguel Norte III-C de 11,5 MW, que se encuentran en operación comercial desde 2012.

⁸ Conf. Providencia MPFIPyS N° 794 del 13 abril de 2009.

En 2011 ENARSA realizó dos concursos específicamente dirigidos a biomasa: Concurso Privado EE 01/2011 - Biomasa 1⁹ y Concurso Privado EE 03/2011 - Biomasa 2¹⁰.

3.7 Reglamentación de la Ley N° 27.191 y el Programa RenovAr

Ya finalizado el Estudio 2015, la nueva autoridad energética definió como una de sus principales líneas de acción “diversificar la matriz energética incorporando renovables”. Uno de los primeros pasos fue la sanción en marzo de 2016 del **Decreto PEN N° 531**, que reglamentó la Ley N° 27.191.

En mayo de 2016 la **Resolución MINEM N° 71/16** puso en marcha la Convocatoria Abierta para la contratación en el MEM de energía eléctrica de fuentes renovables: **Programa RenovAr**. Se sometió a consulta pública la versión preliminar del Pliego de Bases y Condiciones de dicha Convocatoria y se instruyó a CAMMESA para que llevara adelante el concurso. Los interesados debían incluir en sus ofertas la solicitud de los beneficios fiscales contenidos en la Ley N° 26.190 y su modificación. En los proyectos cuya fuente renovable fuera generación con residuos debía darse intervención al Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable.

La **Resolución MINEM N° 72/2016** aprobó el procedimiento para la obtención del Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables.

Mediante **Resolución MINEM N° 136/16** de julio de 2016, el Ministerio de Energía y Minería convocó a la Ronda 1 del Programa RenovAr, con el fin de celebrar Contratos del Mercado a Término denominados “Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable”, con CAMMESA como comprador en representación de los Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM hasta su reasignación en cabeza de los Agentes Distribuidores y/o Grandes Usuarios del MEM.

Estos nuevos **Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable** reemplazaron a los Contratos de Abastecimiento de las Resoluciones ex SE 712/09 y 108/11 y tienen las siguientes características:

⁹ *Biomasa 1*: En esta licitación se adjudicaron 2 proyectos: “Posadas” de 1,5 MW - Fundación Parque Tecnológico Misiones SA y “Leandro N. Alem” de 6 MW Cooperativa Tabacalera Misiones.

¹⁰ *Biomasa 2*: Se adjudicaron 6 centrales: “Aristóbulo del Valle I y II” - Fundación Parque Tecnológico Misiones SA de 6 MW cada uno, en la provincia de Misiones; “Garruchos” de 36 MW - Fuentes Renovables de Energía SA en la provincia de Corrientes; “Ingenio La Florida” de 45 MW - Compañía Eléctrica La Florida e “Ingenio Santa Bárbara” de 16 MW - Azucarera Juan M. Terán, ambos en la provincia de Tucumán; y “Tabacal” de 32 MW - Ingenio y Refinería San Martín del Tabacal en la provincia de Salta. Las centrales “Ingenio Santa Bárbara” de 16 MW y “Tabacal” de 32 MW se encuentran en operación comercial desde el 10 y 7 de septiembre de 2013 respectivamente, mientras que la central “Ingenio La Florida” se encuentra con contrato vigente en la etapa de ejecución de obra.

- 1) Objeto del Contrato: la venta de la cantidad de energía eléctrica asociada al nuevo equipamiento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables en el MEM desde la fecha de habilitación comercial de la central de generación en el MEM y por el plazo de vigencia del contrato.
- 2) Parte Vendedora: el Agente Generador, Cogenerador o Autogenerador del MEM cuya oferta resulte aceptada.
- 3) Parte Compradora: CAMMESA en representación de los Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM hasta su reasignación en cabeza de los Agentes Distribuidores y/o Grandes Usuarios del MEM, con el objeto de alcanzar los objetivos de contribución de fuentes de energía renovable fijados a partir del 31 de diciembre de 2017 para la demanda de energía eléctrica en el MEM.
- 4) Vigencia: hasta un máximo de 20 años desde la entrada en operación.
- 5) Tipo y tecnología de la energía a suministrar.
- 6) Energía comprometida a entregar por año.
- 7) Capacidad de generación de cada unidad y potencia instalada total comprometida.
- 8) La remuneración a percibir por la parte vendedora y a pagar por la parte compradora por la energía eléctrica suministrada, determinada en base al precio ofertado en US\$/MWh.
- 9) Las condiciones de la garantía de cumplimiento del Contrato de Abastecimiento por parte de la vendedora.
- 10) El punto de entrega de la energía eléctrica contratada será el nodo de vinculación con el SADI del equipamiento de generación de la central que integra la correspondiente oferta aceptada (nodo del Agente Vendedor).
- 11) El régimen de sanciones contractuales por incumplimiento.
- 12) La aplicación de la garantía de pago del contrato, mediante la Cuenta de Garantía del Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER), de acuerdo con lo establecido en el Artículo 7°, inciso b), del Anexo II del Decreto N° 531/2016.
- 13) La prioridad de pago de los Contratos de Abastecimiento será primera en el orden de prelación.

En el marco de la **Ronda 1** se adjudicaron Contratos de Abastecimiento por un total de 1142 MW a 29 proyectos, con un precio promedio de 61,33 US\$/MWh. Las tecnologías ofertadas fueron básicamente eólica (12 proyectos por 708 MW) y solar fotovoltaica (4 proyectos por 400 MW). Inicialmente, solo una de las adjudicaciones recayó sobre un proyecto de biogás.¹¹ Sin embargo,

¹¹ El oferente Global Green presentó un proyecto de C.T. Biogás en Ricardone, provincia de Santa Fe por 118 US\$/MWh y 1.2 MW de potencia asignada.

por **Resolución MINEM N° 213/16** se invitó a los titulares de las ofertas calificadas por las tecnologías biomasa, biogás y pequeños aprovechamientos hidráulicos a bajar el precio y celebrar Contratos de Abastecimiento por el precio máximo por tecnología. El precio máximo por biomasa se fijó en 110 US\$/MW y para biogás en 160 US\$/MW. De este modo entraron finalmente 6 proyectos de biogás (9 MW) y 2 proyectos de biomasa (15 MW). Los 5 proyectos restantes (11 MW) correspondieron a pequeños aprovechamientos hidráulicos.

En octubre de 2016 se celebró la **Ronda 1.5** para brindar la posibilidad de mejorar las ofertas presentadas para las tecnologías eólica y solar fotovoltaica que no fueron adjudicadas en la Ronda 1, con una reducción significativa de los precios ofertados. Esta vez se adjudicaron 30 proyectos por 1281 MW a un precio promedio de 53,98 US\$/MWh.

En resumen, durante 2016 se llevaron adelante numerosas acciones tendientes a incentivar la inversión a gran escala en el sector de energías renovables. Los principales resultados se mostraron en el Programa RenovAr, a partir del cual se adjudicaron 59 proyectos que, una vez instalados, aportarán una cantidad de energía eléctrica equivalente al 6% de la demanda nacional. **Este avance de las energías renovables no ha alcanzado en la misma medida a los proyectos con biomasa, por lo que persiste la necesidad de que se adopten medidas de fomento específicas para esta tecnología.**

4. PRESUPUESTOS MÍNIMOS AMBIENTALES

Conforme a lo anticipado al tratar los preceptos constitucionales vinculados con el ambiente, la protección jurídica en materia ambiental debe tener en cuenta la irreversibilidad de las consecuencias dañosas para el ambiente que resultan de las actividades humanas. Toda la atención debe estar puesta precisamente en la prevención de esos efectos no queridos de las acciones que hacen al desarrollo. Es decir, la promoción de la generación de energía eléctrica y térmica a partir de biomasa debe tener siempre presente la variable ambiental.

En cuanto a los aspectos jurisdiccionales, las provincias están expresamente facultadas para normar la gestión y el uso de los recursos naturales existentes en su jurisdicción (Artículo 124 CN) y para sancionar las normas necesarias para proveer a la protección del derecho al ambiente, la utilización racional de los recursos naturales, la preservación del patrimonio natural y cultural, la educación ambiental y el establecimiento de presupuestos mínimos de protección ambiental que dicte la Nación (Artículo 41 CN).

En este marco, el Congreso de la Nación ha sancionado un conjunto de normas de presupuestos mínimos de protección ambiental, algunas de las cuales resultan de directa aplicación a los proyectos de generación a partir de biomasa.

4.1 Ley General del Ambiente

La Ley General del Ambiente N° 25.675 (LGA) es una norma de carácter mixto y que por tanto reglamenta un conjunto de aspectos contenidos en el Artículo 41 de la Constitución Nacional, entre los que se destacan los presupuestos mínimos de protección ambiental y el daño ambiental colectivo. Esta norma estableció los objetivos e instrumentos de la política ambiental nacional, así como los principios básicos para la interpretación y aplicación de todas las normas y actos,

públicos y privados, que comprometan al ambiente. Estos principios también fundamentan el ejercicio del poder de policía ambiental. El ejercicio de los derechos ambientales por parte de los ciudadanos se garantiza a través de un conjunto de herramientas que posibilitan la participación plena en los procesos de toma de decisiones que puedan afectar el ambiente y la calidad de vida en general.

La LGA establece ciertos requisitos que deberán cumplirse de manera obligatoria, aun cuando no existan marcos regulatorios sectoriales que así lo requieran. Tal es el caso de la **Evaluación de Impacto Ambiental** que deberán cumplir todos aquellos proyectos o actividades que puedan generar impactos negativos en el ambiente o la calidad de vida de la población, que se desarrollen en cualquier parte del país y cuya aplicación resultará preeminente por sobre aquella de carácter sectorial y/o local que no lo establezca, lo cual resultará aplicable a los proyectos de producción de energía provenientes de la biomasa.

De igual forma deberán cumplirse los **procedimientos de participación ciudadana**, observando el derecho de las personas a opinar en procedimientos administrativos que se relacionen con la preservación y protección del ambiente, con especial preeminencia de las audiencias públicas o cualquier otro procedimiento que sea establecido por la legislación local para garantizar el derecho de opinión.

Asimismo, los proyectos deberán tener en cuenta el cumplimiento de las disposiciones vinculadas con el **seguro ambiental**, que emanan de las normas dictadas por la Secretaría de Medio Ambiente y el Ministerio de Economía de la Nación.

4.2 Ley de Libre Acceso a la Información Pública Ambiental

La Ley de Libre Acceso a la Información Pública Ambiental N° 25.831 es una norma de carácter transversal (abarca a la gran mayoría de los temas ambientales) y su importancia radica principalmente en que -por ser una ley de presupuestos mínimos- resulta aplicable en todo el territorio del país (tanto a nivel nacional, provincial e incluso municipal), aun cuando las legislaciones locales no cuenten con normas que regulen el presente procedimiento. Esto implica que las autoridades nacionales, provinciales y municipales estarán obligadas a responder los pedidos de información que se presenten y que invoquen la vigencia de esta norma.

4.3 Ley de Gestión de Residuos Domiciliarios

La Ley de Gestión de Residuos Domiciliarios N° 25.916 establece los presupuestos mínimos de protección ambiental para la gestión integral de los residuos domiciliarios en las diversas jurisdicciones. Esta ley establece los requisitos de funcionamiento de las plantas de tratamiento y disposición final de residuos sólidos urbanos (RSU), así como los sitios en los cuales pueden localizarse los biodigestores. Para la habilitación se deberá cumplir con la evaluación de impacto ambiental (EIA), incluyendo un plan de monitoreo durante las fases de operación, clausura y post clausura, de los aspectos ambientales más relevantes comprometidos por la actividad. La Ley N° 25.916 no cuenta con disposiciones que expresamente prohíban los métodos de combustión o

incineración de RSU, tal como lo dispone la Ley N° 1854 de la C.A.B.A.¹² Sin embargo, la falta expresa de prohibición no implica la habilitación de este tipo de procedimientos. Los objetivos generales de protección del ambiente inhiben la incorporación de métodos o técnicas que, so pretexto de minimizar la disposición final del RSU, puedan inhibir el cumplimiento de los restantes, generando otros impactos mucho más perniciosos para la calidad de vida de la población y el medio ambiente.

4.4 Ley de Gestión de Residuos Industriales

La Ley de Gestión Integral de Residuos de Origen Industrial y de Actividades de Servicios N° 25.612 establece un esquema de presupuestos mínimos de protección ambiental para la gestión de tales residuos, involucrando los conceptos de riesgo, las obligaciones de los generadores, transportistas y operadores de tratamiento y disposición final de los residuos. Establece el funcionamiento de los registros de cada jurisdicción, los que deberán integrarse a un Sistema de Información Nacional. Además, dispone que las autoridades provinciales y de la C.A.B.A. deberán establecer medidas promocionales para aquellos generadores que implementen programas de adecuación tecnológica destinados a mejorar los procesos industriales y productivos al tiempo que reducen la contaminación ambiental.

4.5 Ley de Bosques Nativos

La Ley de Bosques Nativos N° 26.331 cuenta con una herramienta fundamental: el Ordenamiento Territorial de los Bosques, que cada una de las jurisdicciones provinciales ha elaborado para definir cuáles son los bosques que merecerán el máximo nivel de protección, como así también aquellos en los que se podrá realizar un aprovechamiento sostenible o los que podrán ser transformados en todo o en parte.

Cabe destacar el Artículo 15 del Decreto Reglamentario N° 91/2009 que establece: *“Las Autoridades Locales de Aplicación deberán promover el uso eficiente y rentable de los residuos provenientes de desmontes o de aprovechamientos sostenibles. A fin de cumplir debidamente con el objetivo de conservación de los bosques nativos establecido en la Ley, también podrán autorizar prácticas ígneas de eliminación de residuos vegetales, sólo en aquellos casos en los que la acumulación de residuos provenientes de desmontes o aprovechamientos sostenibles se transforme en una amenaza grave de incendio forestal, debiendo coordinarse acciones con los organismos competentes en materia de manejo de fuego en la jurisdicción de que se trate. La Autoridad Nacional de Aplicación impulsará un **Plan de Desarrollo de la Energía de Biomasa**, el*

¹² Considerando la potencialidad del tratamiento de los residuos sólidos urbanos (RSU) con los proyectos de biomasa y biogás, cabe destacar que la Ley N° 1854 de la C.A.B.A. denominada ley de “Basura Cero” **prohíbe la combustión de los RSU**. La prohibición es relativa, en tanto la misma ley prevé que podría autorizarse cuando se alcance determinada meta de reducción de RSU, siempre y cuando se garantice la protección de la salud de las personas y el ambiente.

cual formará parte del Programa Nacional de Protección de los Bosques Nativos”. Esta herramienta podría resultar de importancia para la promoción de esta energía.

5. NORMAS DE PROMOCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE BIOMASA

Ley N° 25.080 de Inversiones para Bosques Cultivados y Decreto Reglamentario PEN 133/99

La Ley N° 25.080 fue publicada en enero de 1999 con una vigencia de 10 años, que fue prorrogada por 10 años más mediante Ley N° 26.432 de diciembre de 2008.¹³ El objetivo de la ley es promover la instalación de nuevos proyectos foresto-industriales y la ampliación de los existentes. Las actividades que se promocionan son: plantación de bosques comerciales; plantación en cortina; podas hasta tres intervenciones; primer raleo no comercial; manejo de rebrotes; enriquecimiento de bosque nativo hasta 50 hectáreas anuales; instalación de nuevos proyectos foresto industriales y ampliaciones de los existentes.

Los beneficios consisten en Apoyo Económico No Reintegrable (AENR) y beneficios fiscales. El Apoyo Económico No Reintegrable se recibe una vez que la autoridad provincial o nacional constata *in situ* el logro de las actividades solicitadas y las distintas áreas de la Dirección de Producción Forestal aprueban el proyecto en sus aspectos técnicos, legales y ambientales.

Este régimen promocional se aplica en las provincias que adhieran expresamente al mismo. A la fecha de realización del Estudio 2015 adhirieron las provincias de Buenos Aires, Catamarca, Chaco, Chubut, Córdoba, Corrientes, Entre Ríos, Formosa, Jujuy, La Pampa, La Rioja, Mendoza, Misiones, Neuquén, Rio Negro, Salta, San Juan, San Luis, Santa Cruz, Santa Fe, S. del Estero y Tucumán.

III – ANÁLISIS Y CONCLUSIONES SOBRE LA NORMATIVA NACIONAL

Del análisis de la normativa nacional aplicable a los proyectos de generación de energía con biomasa identificada en la sección precedente, se obtuvieron las siguientes conclusiones sobre la situación regulatoria de la actividad.

1. EXISTENCIA DE MECANISMOS DE INCENTIVOS Y SUS RESULTADOS

Los mecanismos para la incorporación de generación de energía eléctrica a partir de biomasa, vigentes a la fecha del Estudio 2015, son los que resultan de la Ley N° 26.190 de 2007, del Marco Regulatorio Eléctrico establecido por Ley N° 24.065 de 1992 y de sus respectivas

¹³ La Ley N° 26.432 modificó también la definición de “bosque implantado o cultivado”, debiendo considerarse como tal al bosque obtenido mediante siembra o plantación de especies maderables nativas y/o exóticas adaptadas ecológicamente al sitio, con fines principalmente comerciales o industriales, en tierras que, por sus condiciones naturales, ubicación y aptitud, sean susceptibles de forestación.

reglamentaciones. En la jurisdicción nacional, **no existe una normativa específica dirigida a la incorporación de biomasa y de biogás como fuentes energéticas**. Las normas de estímulo aplicables refieren al conjunto de las denominadas “renovables”. Tampoco se identificaron mecanismos para la promoción de la producción de energía térmica a partir de biomasa.

En cuanto al régimen de fomento de la producción y uso de biocombustibles establecido por la Ley N° 26.093 de 2006, el biogás solo es mencionado tangencialmente.

En efecto, el mecanismo de incentivos de la Ley N° 26.190 es **general** para todas las fuentes renovables. Esto se mantiene con la modificación introducida por la Ley N° 27.191. Los beneficiarios del régimen de fomento podrán acceder a **beneficios impositivos** y a una **reumneración adicional** garantizada a partir de los recursos afectados a un fondo específico. El Estado Nacional también se compromete a impulsar beneficios fiscales por parte de las jurisdicciones provinciales y municipales. El procedimiento para la presentación y selección de proyectos recién se emitió en 2011, por Resolución Conjunta de los ex Ministerios de Economía y de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios.¹⁴

La Ley N° 26.190 de 2007 estableció como objetivo lograr una contribución de las fuentes renovables hasta alcanzar el **8% del consumo de energía eléctrica nacional** en un plazo de 10 años a partir de la puesta en vigencia del régimen. Se trataba de una **meta no obligatoria** que debió ser prorrogada en 2015 por la Ley N° 27.191, que además introdujo la obligatoriedad para ciertos agentes de participar en las metas de consumo.

Durante la vigencia de la Ley N° 26.190, se pusieron en marcha a nivel reglamentario (principalmente por resoluciones de la ex Secretaría de Energía) una serie de **regímenes promocionales alternativos**:

- Régimen de fomento para centrales hidráulicas de baja potencia, con incorporación al mercado facilitada por las Distribuidoras (Resolución SE 280/08).
- Creación de la figura del “Contrato MEM” (contratos de Generadores con CAMMESA) para ofertas de fuentes renovables presentadas por ENARSA con un régimen de sobreprecio destinado a formar un fondo de garantía de pago (Resolución SE 712/09).
- Creación de la figura del “Contrato MEM” para ofertas de fuentes renovables provenientes de otros agentes distintos de ENARSA, con reintegro de los costos fijos de participación en el MEM, tales como costos de transporte, gastos de CAMMESA y tasa de fiscalización del ENRE (Resolución SE 108/11).
- Licitaciones GENREN convocadas por ENARSA (Providencia MPFIPyS 794/09).
- Otros proyectos implementados por ENARSA mediante convenios con otras entidades.

¹⁴ Resolución Conjunta 572/2011 Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios y 172/2011 Ministerio de Economía y Finanzas Públicas.

- Ejecución de dos proyectos por iniciativa de gobiernos provinciales (planta fotovoltaica en San Juan y mini-hidro Salto Andersen).

En cuanto al **marco regulatorio eléctrico**, al cabo de una larga década de reformas regulatorias, el sistema de asignación de recursos y de determinación de precios para la actividad de generación -originalmente concebido como un mecanismo competitivo- ha sido reemplazado, en lo sustancial, por un **sistema de gestión administrativa**, en el cual la mayor parte de los generadores han devenido en una suerte de contratistas encargados de procesar combustible provisto por el Estado a cambio de una remuneración sujeta también a decisión del Estado, destinada a cubrir costos operativos y, eventualmente, costos de mantenimiento.¹⁵

Para evaluar los **resultados de los mecanismos de incentivos vigentes hasta 2015**, pueden tomarse los resultados del programa GENREN y de las otras iniciativas identificadas. La Tabla 1 muestra información extraída del Documento de Transacciones Económicas del MEM (septiembre 2014), donde se detalla la fuente energética de cada uno de los proyectos. Siete proyectos resultaron de la licitación GENREN I, otros dos del Concurso Biomasa 2 y otros dos del convenio con CEAMSE.

En la Tabla 2 se presentan los valores económicos: monto reconocido por la energía producida y por otros conceptos, así como por el “reintegro de costos fijos” establecido por la Resolución SE 108/11 que beneficia a algunas de las generadoras (no a las que surgieron del GENREN y del convenio con CEAMSE). Asimismo, se presenta el precio unitario por MWh resultante (Precio Monómico Medio Mensual), el valor del reintegro por MWh y el porcentaje que el mismo representa del ingreso total. Cabe recordar que este reintegro incluye el costo de transporte.

La oferta de las dos únicas generadoras de fuente ‘biomasa sólida’ representó en septiembre de 2014 el 22,3% de la potencia y el 19% de la energía producida por el conjunto de las “Renovables”. La comparación de los precios pagados a Renovables con el Precio Monómico Medio del MEM permite apreciar la magnitud del subsidio asignado a estas generadoras. Si bien el Reintegro es de escasa importancia, el Precio Monómico Medio pagado a las Renovables es significativamente mayor que los precios que paga la demanda de las Distribuidoras.

¹⁵ La nueva gestión del sector energético a partir de diciembre de 2015 tiene por objetivo revertir este tipo de regulación. Mediante Decreto 134 de 2015 se declaró la Emergencia Eléctrica y se instruyó al Ministerio de Energía y Minería para que *“elabore, ponga en vigencia e implemente un programa de acciones que sean necesarias en relación con los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico y garantizar la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicas adecuadas”* (Artículo 2).

**Tabla 1 - Transacciones económicas del MEM con Renovables. Fuente: CAMMESA
septiembre 2014**

GENERADOR	FUENTE ENERGETICA	POTENCIA INSTALADA (MW)	ENERGIA TOTAL (MWh)	PROCEDIMIENTO DE INGRESO
AZUCARERA JUAN M.TERAN SA	TV BAGAZO CAÑA	16,2	3579,59	BIOMASA 2
C.EOLICA LOMA BLANCA IV	EOLICA	50	16797,83	GENREN
CE EL TORDILLO-VIENTO	EOLICA	3	505,96	
C.FOTOV. CAÑADA HONDA I	FOTOVOLTAICA	2	357,12	GENREN
C.FOTOV. CAÑADA HONDA II	FOTOVOLTAICA	3	522,99	GENREN
C.FOTOV. CHIMBERAS 1	FOTOVOLTAICA	2	319,18	GENREN
CT SAN MIGUEL NORTE III	BG	12	6187,11	CONV. CEAMSE
C.T.SAN MARTIN NORTE 3	BG	5	2017,63	CONV. CEAMSE
HYCHICO P. EOLICO DIADEMA	EO	6	2304,43	
INGENIO Y REF.S.MARTIN TABACAL	TV BC	40	11121,79	BIOMASA 2
PAH CT MENDOZA	H	1	640,8	GENREN
PARQUE EOLICO ARAUCO SAPEM	EOLICA	25	3818,58	
P.EOLICO RAWSON I	EOLICA	49	17293,94	GENREN
P.EOLICO RAWSON II	EOLICA	29	10426,12	GENREN
PTA FOTOVOLTAICA S.JUAN I-EPSE	FOTOVOLTAICA	1	187,83	PROVINCIAL
CENTRAL SALTO ANDERSEN	H	8	1136,32	PROVINCIAL
SEA ENERGY PARQUE EOLICO	EOLICA	0,25	40,07	

**Tabla 2 - Precios de las transacciones económicas del MEM con Renovables.
Fuente: CAMMESA. (Precio Monómico Medio Mensual del MEM para septiembre de 2014:
357,87 \$/MWh)**

GENERADOR	ENERGIA [\$]	OTROS INGR. (\$)	REINTEGRO [\$]	INGRESO TOTAL [\$]	MONOMICO MEDIO MENSUAL (\$/MWh) [°]	REINTEGRO (\$/MWh)	REINT./ ING. TOT. (%)
AZUCARERA JUAN M.TERAN SA	2787477	43725	16220	2847422	783,25	4,53	0,57%
C.EOLICA LOMA BLANCA IV	18058239	350885		18409123	1083,23	0,00	0,00%
CE EL TORDILLO-VIENTO	513044		3324	516368,39	1020,57	6,57	0,64%
C.FOTOV. CAÑADA HONDA I	1803229	9931		1813160	5064,48	0,00	0,00%
C.FOTOV. CAÑADA HONDA II	2563734	14459		2578193	4917,02	0,00	0,00%
C.FOTOV. CHIMBERAS 1	1615151	8712		1623863	5074,91	0,00	0,00%
CT SAN MIGUEL NORTE III	6492253	115443		6607696	1055,16	0,00	0,00%
C.T.SAN MARTIN NORTE 3	2098356	37090		2135446	1045,70	0,00	0,00%
HYCHICO P. EOLICO DIADEMA	2260591	79	21488	2282158,22	990,30	9,32	0,94%
INGENIO Y REF.S.MARTIN TABACAL	8660707	141207	64698	8866611	784,53	5,82	0,73%
PAH CT MENDOZA	943752	4535,54		948287,91	1479,85	0,00	0,00%
PARQUE EOLICO ARAUCO SAPEM	4087385		30510	4117894,81	1078,38	7,99	0,74%
P.EOLICO RAWSON I	18839246	376441		19215687	1098,43	0,00	0,00%
P.EOLICO RAWSON II	10960627	228600		11189227	1060,50	0,00	0,00%
PTA FOTOVOLTAICA S.JUAN I-EPSE	858546		3166	861712,13	4587,72	16,86	0,37%
CENTRAL SALTO ANDERSEN	990675		4718	995393,08	875,98	4,15	0,47%
SEA ENERGY PARQUE EOLICO	35952		489	36441,74	909,45	12,21	1,34%

En forma independiente de los mecanismos de incentivos identificados en el Estudio 2015, se han desarrollado numerosos **proyectos de co-generación y de producción de calor con bioenergía**. Muchos de ellos han sido **ejecutados por compañías privadas**, aplicando los

incentivos previstos en el Mecanismo de Desarrollo Limpio del Protocolo de Kyoto para la reducción de los gases de efecto invernadero. En otros casos también resultó una motivación la disminución de los residuos generados por la propia actividad productiva.

En tal sentido, la cantidad de proyectos que se han materializado de esta forma y que se listan en la Tabla 3 siguiente muestran que existe un amplio campo para el desarrollo de las medidas promocionales que la Ley de Gestión Integral de Residuos de Origen Industrial y de Actividades de Servicios N° 25.612 encomienda a las autoridades provinciales y de la C.A.B.A. Sin embargo, este incentivo legal sigue pendiente de reglamentación y vigencia.

Tabla 3 - Proyectos de Bioenergía operativos en 2014. Fuente: Elaboración propia.

Empresa	Provincia	Tipo	Actividad	Capacidad instalada	Origen de la biomasa
APSA (Celulosa)	Misiones	Cogeneración	Usina en base a biomasa	40 MW	Foresto-industrial
APSA (Aserradero MDF)	Misiones	Cogeneración	Usina en base a biomasa	38 MW	Foresto-industrial
Don Guillermo S.R.L	Misiones	Cogeneración	Usina en base a biomasa	3 MW	Foresto-industrial
Papel Misionero S.A.I.F.C.	Misiones	Cogeneración	Caldera de biomasa	15 MW	Foresto-industrial
Aceitera General Deheza (AGD)	Córdoba	Cogeneración	Usina en base a biomasa	11 MW	Cereales & Oleaginosas
Ledesma S.A.A.I.	Jujuy	Cogeneración	Usina en base a biomasa	51 MW	Industria azucarera
Tabacal Agroindustria	Salta	Cogeneración	Usina en base a biomasa	38 MW	Industria azucarera
Ingenio Santa Bárbara	Tucumán	Cogeneración	Usina en base a biomasa	16,2 MW	Industria azucarera
Nidera	Bs As	Cogeneración	Usina en base a biomasa	7,02	Cereales & Oleaginosas
Noble Argentina S.A	Santa Fe	Cogeneración	Usina en base a biomasa	10,7 MW	Foresto-industrial
Tecsan Ingeniería Ambiental (Grupo Roggio)	Buenos Aires	Energía eléctrica - Biogas	Producción de biogás	10 MW	RSU
INTI y Municipio de Presidencia La Plaza	Chaco	Energía eléctrica y Biocombustible sólido	Usina en base a biomasa	250 kW	Foresto-industrial
Indunor	Chaco	Cogeneración	Usina en base a biomasa	4,5 MW	Residuos de madera de tanino
Cooperativa Agrícola Mixta de Montecarlo	Misiones	Energía térmica	Producción de biogás	400 kw	Industria mandioca
La Cachuera S.A.	Misiones	Energía térmica	Secadero y planta estacionado en base a biomasa	7 MW	Industria Yerbatera
Rosamonte de Hreñuk	Misiones	Energía térmica	Secadero en base a biomasa	sd	Foresto-industrial
Forestal Las Marías	Corrientes	Energía térmica	Secadero y Calderas a biomasa	15 MW	Foresto-industrial
Avícola Las Camelias S.A.	Entre Ríos	Energía térmica	Producción de biogás	273m3/h	Industria avícola
Papel Prensa S.A	Buenos Aires	Energía térmica	Usina en base a biomasa	19,2 MW	Foresto-industrial
Molinos Juan Semino S.A	Santa Fe	Energía térmica	Producción de biogás	10 MW	Cereales & Oleaginosas

Empresa	Provincia	Tipo	Actividad	Capacidad instalada	Origen de la biomasa
APSA (Celulosa)	Misiones	Cogeneración	Usina en base a biomasa	40 MW	Foresto-industrial
Compañía Argentina de Levaduras S.A.I.C.-Calsa	Tucumán	Energía térmica	Producción de biogás	sd	Industria de levaduras
Citrusvil	Tucumán	Energía térmica	Producción de biogás	sd	Industria citrícola
Cementos Avellaneda S.A	San Luis	Energía térmica	Caldera de biomasa	17 MW	Residuos agrícolas
Glucovil Argentina S.A. (Ledesma/Cargill)	San Luis	Energía térmica		7,5 MW	Residuos agrícolas
Buyatti S.A.I.C.	Santa Fe	Energía térmica	Consumidora de biomasa (1.700 ton/mes)	41 MW	foresto-Industrial
Inaza S.A.	Santa Fe	Energía térmica	Consumidora de biomasa (510 ton/mes)	12 MW	Industria azucarera
U.A.A.	Santa Fe	Energía térmica	Consumidora de biomasa (295 ton/mes)	7 MW	foresto-Industrial
Arlei S.A.	Santa Fe	Energía térmica	Consumidora de biomasa (900 ton/mes)	22 MW	foresto-Industrial
Vicentín S.A.I.C.	Santa Fe	Energía térmica	Consumidora de biomasa (3.950 ton/mes)	95 MW	foresto-Industrial
Norpapel S.R.L.	Santa Fe	Energía térmica	Consumidora de biomasa (1.800 ton/mes)	43 MW	foresto-Industrial
Granja Tres Arroyos	Entre Ríos	Energía térmica	Uso de barros en caldera	6 MW	Industria avícola
Granja Tres Arroyos	Buenos Aires	Energía térmica	Uso de barros en caldera	6 MW	Industria avícola
Cervecería y Maltería Quilmes	Buenos Aires	Energía térmica	Caldera de biomasa	sd	Foresto-industrial
Cervecería y Maltería Quilmes	Corrientes	Energía térmica	Usina en base a biomasa	sd	Foresto-industrial
Quilmes	Buenos Aires	Energía térmica	Producción de biogás	sd	Industria alimentaria
Biometanos del Sur	Buenos Aires	Energía térmica	Producción de biogás	sd	Industria porcina
Granja Porcina Lartirigoyen	La Pampa	Energía térmica	Producción de biogás	sd	Industria porcina
Papas McCain	Buenos Aires	Energía térmica	Producción de biogás	sd	Industria alimentaria

2. CUESTIONES JURISDICCIONALES

Para el desarrollo armónico de los programas de incentivos y a fin de dotar de seguridad jurídica a las prospectivas inversiones en proyectos de generación de energía con biomasa o de producción de biogás, resulta esencial establecer la **delimitación de competencias entre Nación, provincias y municipios**, para articular los permisos y el poder de policía que corresponde a cada uno de los niveles de gobierno.

2.1 Marco regulatorio eléctrico

De acuerdo con la normativa revisada en la sección precedente, **la generación eléctrica interconectada y los sistemas de transmisión en alta tensión -que suponen comercio interprovincial- corresponden a la Nación. La distribución de electricidad queda reservada a la jurisdicción de cada una de las Provincias**, salvo en el Área Metropolitana de Buenos Aires en que la distribución corresponde a la jurisdicción nacional.

Ello significa que la regulación de las obligaciones y derechos que tiene un Distribuidor en la prestación del servicio público le corresponden a cada jurisdicción local. Sin embargo, cuando el Distribuidor provincial le presta servicios a un agente del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), de presentarse diferencias entre ellos, la jurisdicción nacional es competente para resolver el diferendo y aplicar la regulación.

2.2 Normativa ambiental

No hay normas ambientales específicas que apliquen a los proyectos de generación de energía con biomasa o biogás. Este vacío genera una fuerte incertidumbre desde el punto de vista ambiental, principalmente en relación a qué tipo de proyectos pueden ser considerados como ambientalmente aceptables para la comunidad, como ocurre en el caso en que el sustrato está dado por Residuos Sólidos Urbanos (RSU). La ausencia de una normativa específica dificulta conocer cuál es el camino crítico que deben recorrer los proyectos que se encuentran sujetos a evaluación por parte de las autoridades y cuáles son los requisitos que se deben cumplir para habilitar una planta con biomasa o biogás.

Por aplicación de los preceptos constitucionales, las **Provincias** son titulares del dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio y les corresponde la jurisdicción sobre los mismos (Artículo 124 CN). **La competencia en materia ambiental será preminentemente local**, con las limitaciones establecidas por la Constitución Nacional a favor de la Nación.

En este sentido, la **Nación** cuenta con facultades para dictar las **normas de presupuestos mínimos de protección ambiental**, que imponen un piso mínimo uniforme en todo el territorio de nacional. En estos casos, las provincias cuentan con facultades de carácter complementario, no pudiendo establecer legislación o parámetros de protección que sean inferiores a los establecidos por la Nación, quedando además obligadas a adecuar la normativa provincial que no cumpla con tales limitaciones. Así, por aplicación de la Ley General del Ambiente, todos los proyectos deben contar con una Evaluación de Impacto Ambiental (EIA). Sin embargo, no hay una norma nacional de presupuestos mínimos respecto de los requisitos para la realización de la EIA, por lo que dicho procedimiento queda sujeto a las normas provinciales, generando incertidumbre al potencial inversor.

Al Estado Nacional también le corresponden las facultades que emanan del Artículo 75 de la Constitución Nacional, con las que eventualmente **pueden concurrir las competencias provinciales** (dictar las normas de fondo en materia civil, comercial, penal, minería, laboral; reglar

el comercio con las naciones extranjeras y de las provincias entre sí; proveer lo conducente a la prosperidad del país; regular los establecimientos de utilidad nacional, entre otras).

El **Municipio**, en su condición de tercer nivel de gobierno, recibe sus atribuciones según lo que determine el derecho público de cada provincia.

3. EL ROL DE LAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El desarrollo de proyectos de generación con biomasa y la incorporación a la red eléctrica de los excedentes de energía (generación distribuida) representa una **multiplicidad de eventuales beneficios y obstáculos para las Distribuidoras**. Al existir un vacío normativo, es probable que entre el desarrollador del proyecto y la Distribuidora se dé una **negociación asimétrica** respecto de las condiciones de incorporación en la red.

La conexión de generación distribuida en redes del sistema puede producir beneficios para la empresa Distribuidora, tales como:

- Posible reducción o desplazamiento en el tiempo de inversiones de distribución, al inyectar potencia en el punto de consumo.
- Mejora en la calidad del voltaje en el extremo del alimentador, coordinando adecuadamente la regulación de voltaje del alimentador según la incorporación de la generación.
- Mejora en la calidad del servicio, si el Generador proporciona regulación de tensión y control de potencia reactiva.
- Disminución de las pérdidas en el alimentador y, consecuentemente, en las líneas de transmisión, sub-transmisión y distribución.
- Mejora en la seguridad en el suministro eléctrico, con automatismos que permitan formar una isla ante la pérdida del alimentador.

Sin embargo, **las Distribuidoras son renuentes a la inserción de generación con energías renovables en sus redes**. Desde el punto de vista técnico argumentan que sus redes están diseñadas para recibir energía desde los sistemas de alta tensión o de generadores conectados también en alta tensión. La potencia instalada en base a biomasa no hace económicamente factible la conexión a estaciones de alta y media tensión. Las Distribuidoras objetan que tales conexiones afectan la operación, mantenimiento y expansión de sus redes, requiriéndose muchas veces modificaciones de la red, cambios de protecciones y normas de seguridad. A continuación se listan algunas de las objeciones planteadas por las Distribuidoras:

- Problemas con el control de tensión del alimentador. Normalmente en un alimentador radial, que ha sido planificado para recibir la energía de la subestación AT(Alta Tensión)/MT(Media Tensión) en la que está conectada, la regulación de voltaje se realiza modificando el TAP(derivación) del transformador de la subestación que abastece el alimentador. En algunos casos el alimentador puede tener conectado capacitores *shunt* para mantener la tensión ante alta carga. Si se conecta un generador distribuido en algún punto del alimentador, el control de tensión puede verse afectado por la inyección de la potencia del generador.

- Problemas en la actuación de las protecciones. La inyección de la potencia del Generador puede producir variaciones e inversiones del flujo de potencia en el alimentador, lo que puede afectar la correcta operación de las protecciones, pudiendo requerir la modificación del sistema de protecciones. Lo mismo puede suceder en la operación de reconectores en líneas rurales.
- Reducido control de la Distribuidora sobre el despacho del generador, especialmente con su intermitencia dependiendo de la aleatoriedad del recurso utilizado.
- Falta de conocimiento por parte de la Distribuidora de la calidad de la potencia que instala el Generador lo que puede producir problemas en la red.
- Dificultades para coordinar con el Generador las tareas de conexión y desconexión, especialmente cuando se deben realizar tareas de mantenimiento o trabajos en el alimentador.
- Dificultades para asignar los costos del Distribuidor por las modificaciones que deben realizar en las redes por la conexión del Generador, especialmente cuando se requiere una expansión del sistema.

Estas objeciones podrían resolverse en la medida en que se sancione una regulación que prescriba el tratamiento que debe darse a la generación distribuida, contemplando la forma en que los Generadores locales podrían conectarse a las redes, las adaptaciones necesarias en el diseño de éstas, la estacionalidad del suministro y, sobre todo, la forma en que se distribuirían los costos y beneficios de estas incorporaciones y las responsabilidades en cuanto a la calidad del servicio.

4. VENTAJAS DE SER AGENTE DEL MEM PARA GRANDES USUARIOS Y GENERADORES DE PEQUEÑA ESCALA

La Ley N° 24.065 establece que son agentes del MEM los usuarios finales de energía eléctrica que reúnan ciertas características de demanda y consumo, y que cumplan el trámite respectivo ante la autoridad energética. La reglamentación estableció las características que deben reunir los usuarios finales para calificar como Grandes Usuarios del MEM, al tiempo que definió dos categorías básicas: los grandes usuarios mayores (GUMA) y los grandes usuarios menores (GUME). La diferencia conceptual más importante es que los GUMA actúan como agentes plenos del MEM, con los mismos derechos y obligaciones que otros agentes Distribuidores y Generadores, mientras que los GUME son representados por los agentes Distribuidores en las cuestiones operativas ante el MEM.

En consecuencia, los GUMA están obligados a instalar equipos del Sistema de Medición Comercial (SMEC), a participar de las obligaciones de alivio de carga y otras del sistema

interconectado. Por otra parte, se les otorga oportunidad de tener acceso al Mercado Spot.¹⁶ A los GUME no se los obliga a instalar los equipos de SMEC ni a participar de las obligaciones del sistema interconectado. El Distribuidor representa al GUME ante el mercado, midiendo con sistemas de medición y registro más simples, e informando las máximas demandas y consumos al OED. En cuanto a las oportunidades comerciales, los GUME no pueden operar en el Mercado Spot; deben contratar la totalidad de su demanda con un Generador o un Comercializador.

Si el usuario final decide no calificar como Gran Usuario, debe ser abastecido por la Distribuidora del área donde el usuario se encuentra radicado. La Distribuidora debe abastecerlo en los términos de su propio contrato de concesión. Los Contratos de Concesión de las Distribuidoras son de jurisdicción nacional sólo para el área del Gran Buenos Aires (EDENOR y EDESUR); para el resto del país, corresponde la jurisdicción de cada provincia. Las Distribuidoras, para vender a sus usuarios finales, compran energía eléctrica a precios estacionales fijados por la autoridad energética. La tarifa final que aplica cada Distribuidora para facturar sus servicios a los usuarios finales los establece cada jurisdicción. Las obligaciones de las Distribuidoras con sus usuarios están fijadas en el Reglamento de Suministro, que forma parte del Contrato de Concesión. La aplicación de cada contrato, su reglamentación y su interpretación corresponden a las autoridades de las jurisdicciones respectivas: nacional para EDENOR y EDESUR, y de cada provincia para el resto.

Las diferencias que percibe un usuario entre ser cliente pleno de una Distribuidora o calificar como Gran Usuario del MEM se relacionan con los dos aspectos del costo del servicio: (i) el costo de abastecimiento, y (ii) el costo de la vinculación por redes entre el usuario final y las instalaciones del mercado.

Cuando el usuario decide calificar como Gran Usuario, adquiere la facultad de negociar y decidir la compra de su abastecimiento a un agente distinto del Distribuidor de su área. El nuevo proveedor del Gran Usuario podrá ser un generador o un comercializador con los que celebrará contratos en el Mercado a Término (MAT), en el que cantidades y precios serán acordados entre las partes. Una parte de su demanda, en el caso de los GUMA, podrá comercializarla en el Mercado Spot.

Si bien los conceptos hasta aquí expresados sobre las relaciones entre agentes podrían ser alterados por una iniciativa del Estado Nacional en la que se regularan las condiciones de abastecimiento y compras de los Grandes Usuarios (como la que introdujo la Resolución SE N° 95/2013), **la ventaja que subyace para un usuario final de energía eléctrica en ser agente del MEM es que el usuario trata el precio de su abastecimiento y lo ve resuelto en el ámbito y jurisdicción donde tal precio se forma**, y donde se deciden y financian eventuales subsidios.

Si bien las obligaciones y derechos que tiene un Distribuidor en la prestación del servicio público le corresponden a cada jurisdicción, **cuando el Distribuidor provincial le presta servicios a un**

¹⁶ Esto significa que pueden tomar o no ofertas para abastecer sus demandas a precios de oportunidad: por ejemplo, si los precios indican escasez (precios altos), podrían re-declarar sus demandas horarias y disminuir sus costos de abastecimiento.

agente del mercado, de presentarse diferencias entre ellos -por ser agentes reconocidos del MEM- son las instituciones de la jurisdicción nacional las competentes para intervenir en la resolución del conflicto.

En éste último sentido, cuando el usuario final de la energía eléctrica y/o el productor de electricidad deciden solicitar su reconocimiento como agentes del mercado, adquieren la facultad de objetar y discutir los costos de la vinculación por redes en la jurisdicción nacional. La autoridad nacional aplicará una regulación que tiene como objetivos promover la competitividad de los mercados de oferta y demanda de electricidad, el libre acceso, la no discriminación y el uso generalizado de los servicios de transporte y distribución de electricidad. Cuando los costos de vinculación se resuelven en los ámbitos provinciales, existe el riesgo de que se privilegien intereses locales.

Sin embargo, del análisis de la normativa resulta que los mecanismos administrativos que deben ponerse en funcionamiento para que un Generador ingresen en el MEM fueron originalmente diseñados para empresas de gran dimensión, capaces de enfrentar tramitaciones y requisitos técnicos de cierta complejidad y costo. Si bien los regímenes de fomento han apuntado a simplificar esto¹⁷, se aprecia que para un Generador de pequeña dimensión (por ejemplo, entre 0,5 y 2 MW) el sistema de ingreso sigue siendo dificultoso. Las sanciones que eventualmente debería afrontar un pequeño Generador en caso de incumplimiento de alguna de las normas del MEM podrían ser desproporcionadas en relación con su facturación.

5. INFLUENCIA DE LOS INCENTIVOS ECONÓMICOS PARA OTRAS FUENTES

En los últimos años, los usuarios no han pagado los costos reales de los combustibles utilizados para la generación en centrales térmicas (gas natural importado, fuel oil, gas oil), sino que estos combustibles han sido comprados de distintas formas por el Estado Nacional y su costo ha sido transferido solo parcialmente a los usuarios.

Este subsidio generalizado al consumo energético ha tenido dos efectos en el desarrollo de las energías renovables: (i) siendo el precio que los usuarios pagan por la energía producida con combustibles fósiles tan bajo, **no existe ningún incentivo para que los usuarios busquen producir la energía que consumen** (aun parcialmente) en forma local con fuentes renovables; y (ii) el monto de los subsidios que compromete el Estado para mantener bajos los precios de la energía generada con combustibles fósiles es tan elevado que **reduce significativamente los recursos disponibles para subsidiar las energías renovables.**

Otro aspecto de gran influencia para el desarrollo de las energías renovables en el país son los elevados **costos financieros** que debió asumir la Argentina. Básicamente, el precio que debe pagar un usuario por cualquier fuente energética se descompone en la retribución del capital invertido en las instalaciones y el costo de los combustibles utilizados por dicha fuente. Casi todas

¹⁷ Existe un mecanismo simplificado (*fast track*) para el ingreso en el MEM de proyectos renovables de hasta 2 MW incluido en la Resolución SE 280/08 que no ha tenido mucha difusión.

las fuentes renovables se caracterizan por una inversión inicial elevada y costos de combustibles sumamente bajos. Exactamente lo opuesto ocurre en el caso de la generación térmica con combustibles fósiles. Por ello, la proporción de ambos costos para un proyecto determinado se ve notablemente afectada por el costo de capital o tasa de interés que debe pagar el proyecto. En la particular situación de los costos financieros de Argentina de los últimos años, esto constituye una elevada carga sobre los proyectos de energías renovables en comparación con proyectos similares en los países centrales o aún en países vecinos.

Asimismo, el alto nivel de subsidios que ha pagado el Estado argentino para garantizar la provisión energética, y la proliferación de regímenes de promoción no coordinados entre sí, han generado una desconfianza frente a terceros en cuanto a la capacidad de pago a largo plazo de los beneficios comprometidos para el desarrollo de las energías renovables.

Como los precios que pagan los usuarios están en muchos casos por debajo de los costos de producción, CAMMESA se ha convertido en el único cliente posible para los nuevos generadores. La situación económica y financiera de CAMMESA, que depende de aportes del Tesoro, ha dificultado la gestión de financiación para nuevos proyectos.

Se observa que en las licitaciones del GENREN de la gestión anterior, la mayoría de los proyectos adjudicados no pudieron acceder al financiamiento por falta de confianza respecto del cumplimiento de los contratos. El instrumento perdió credibilidad entre los proponentes de proyectos. A pesar de tener contratos en dólares con precios atractivos y a 15 años, **los proyectos no pudieron financiarse**. La falta de confianza en la sustentabilidad del MEM ha obstaculizado en el pasado la obtención de financiación.

6. CONCLUSIONES ACERCA DE LA SITUACIÓN REGULATORIA A 2015

Como conclusión del análisis anterior, puede afirmarse que en la jurisdicción nacional **no existe una normativa específica dirigida a la incorporación de biomasa y biogás como fuente energética**. Las normas de estímulo aplicables refieren al conjunto de las denominadas “renovables”.

Incluso, dentro de los estímulos para las renovables en general, se observa que si bien la Ley N° 26.190 y su Decreto Reglamentario 562/09 establecieron un “Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables destinadas a la Producción de Energía Eléctrica”, no se registraron casos de aplicación del mismo. El mecanismo de selección de iniciativas y remuneración adicional no se ha puesto en práctica.¹⁸ Al mismo tiempo se fueron desplegando otros regímenes de fomento, con criterios diferentes. El acceso a estos regímenes no estuvo abierto en forma permanente, sino esporádica. Los proyectos adjudicados mediante el programa GENREN encontraron serias dificultades de financiación. En definitiva, **los pocos proyectos con biomasa**

¹⁸ Resulta interesante señalar cómo esto intenta ser corregido en el actual Programa RenovAr, en tanto se instruyó a los oferentes en la convocatoria de proyectos a presentar al mismo tiempo su solicitud de inclusión en el régimen de fomento de la Ley N° 26.190 modificada por la Ley N° 27.191.

que lograron concretarse y que ingresaron en el mercado hasta fines de 2015 no utilizaron los mecanismos previstos en la Ley N° 26.190 y su Decreto Reglamentario.

La modificación de la Ley N° 26.190 mediante Ley N° 27.191, sancionada en septiembre de 2015, reflejó la convicción de que el sistema de estímulos vigente hasta 2015 no había producido resultados significativos. La reforma introduce un régimen de metas obligatorias a cumplir por los Grandes Usuarios y otras demandas, acompañado de un sistema de estímulos y facilidades mucho más minucioso que el anterior.

Por otra parte, se observa un **vacío normativo en la regulación de la distribución de electricidad**, actividad que corresponde a la jurisdicción local. Los contratos de concesión de las Distribuidoras provinciales fueron configurados en un contexto que suponía la provisión de energía por parte del MEM y en el que no se le atribuía un rol relevante a la generación local de pequeña escala, como es el caso de las fuentes renovables. En consecuencia, los contratos de concesión no contemplan soluciones sobre la forma en que las generadoras locales -caso de biomasa y biogás- podrían conectarse a las redes, las adaptaciones necesarias en el diseño de éstas, la estacionalidad del suministro y, sobre todo, la forma en que se distribuirían los costos y beneficios de estas incorporaciones y las responsabilidades en cuanto a la calidad del servicio.

Se ha detectado, además, una **falta de transparencia en las tarifas de peaje**, cuya determinación se ajusta a criterios diferentes en cada provincia. Al no existir, en general, la obligación de publicar las tarifas respecto de los oferentes de energía, éstas no son transparentes ni accesibles para los desarrolladores de proyectos.

Se observa que -si bien la **pertenencia al Mercado Eléctrico Mayorista** trae aparejadas ciertas ventajas para los titulares de proyectos que adquieran calidad de Agentes del MEM- los mecanismos administrativos por los cuales un pequeño generador puede ingresar en el MEM resultan desproporcionados en relación al tamaño del emprendimiento.

Finalmente, los **subsidios generalizados al consumo de combustibles fósiles**, ha traído como consecuencia una falta de incentivos para que los usuarios busquen producir la energía que consumen (aun parcialmente) en forma local con fuentes renovables. El monto de los subsidios que compromete el Estado para mantener bajos los precios de la energía generada con combustibles fósiles ha sido tan elevado que ha reducido significativamente los recursos disponibles para subsidiar las energías renovables.

IV - ANÁLISIS Y CONCLUSIONES SOBRE LOS INCENTIVOS APLICADOS EN EL ÁMBITO INTERNACIONAL

1. INCENTIVOS APLICADOS EN OTROS PAÍSES

Una vez realizado el diagnóstico de la situación normativa en Argentina, se seleccionaron tres países de la región (Brasil, Chile y Uruguay) y tres países extra-regionales (Alemania, España y China), a fin de identificar los mecanismos utilizados para la promoción de la generación de energía térmica y eléctrica a partir de biomasa. A continuación se resumen los principales hallazgos del estudio regulatorio internacional.

1.1 Brasil

El estudio de Brasil permitió observar que la generación de energía eléctrica en base a biomasa (bagazo y leña) ha alcanzado un grado de participación relevante (10%) en la matriz energética nacional, con 12.300 MW instalados en 2014. Este desarrollo se dio a través del Programa de Incentivo a las Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica (PROINFA), implementado a partir de 2003 y que **se orientó fuertemente al desarrollo de la industria nacional en las tecnologías para pequeñas centrales hidráulicas, instalaciones eólicas y a biomasa**. En este marco se realizaron subastas gerenciadas por la empresa eléctrica estatal Eletrobrás para la adjudicación de contratos de compra de energía por 20 años. El precio fue trasladado a los usuarios finales, con excepción de los consumidores residenciales clasificados como de “baja renta”. Se garantizó el acceso de los proyectos al apoyo financiero del Banco Nacional de Desenvolvimiento Económico y Social (BNDES). Los primeros proyectos resultaron poco competitivos, con costos de 140 US\$/MWh.

Al margen del PROINFA, a partir de 2007 se implementaron Subastas de Fuentes Alternativas reglamentadas por el Decreto 6048/07 para abastecer a las Distribuidoras en el Ambiente de Contratación Regulada por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL). Con estos procesos y a partir de la mejora tecnológica, se lograron precios de 80 US\$/MWh para la energía eólica y de 84 US\$/MWh para plantas de co-generación en base a desechos de caña de azúcar. Las Subastas de Energía de Reserva realizadas por la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica desde 2008 se destinan al mercado de corto plazo. Esta energía es usada como reserva física del sistema y no es formalmente asignada a los consumidores mediante contratos futuros, lo que permite que se retribuyan en el mercado spot.

La conexión a la red de los pequeños emprendimientos se facilitó a través del sistema de Instalaciones Compartidas para Generadores (ICG), en el que los costos son repartidos entre el total de las centrales y cada una paga en proporción al uso que le corresponde. Además, las pequeñas centrales hidráulicas y los emprendimientos de generación que emplean fuentes alternativas (solar, biomasa, eólica y cogeneración) con potencia menor o igual a 30 MW tienen derecho a un descuento de al menos 50% en las tarifas de uso de los sistemas de transmisión y distribución.

En cuanto a los requerimientos ambientales, en el caso de las plantas de biomasa, la competencia para el otorgamiento de las respectivas licencias corresponde a las jurisdicciones estatales. A nivel federal se exige, para las plantas de generación de energía eléctrica superiores a 10 MW, cualquiera sea la fuente de energía primaria, la presentación de una Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) y un Informe de Impacto Ambiental (RIMA).

1.2 Chile

Desde 2010 Chile ha adoptado un modelo de incentivos basado en cuotas de energía. Se les exige a los generadores tradicionales abastecer sus contratos con un 5% de energía proveniente de proyectos en base a energías renovables no convencionales, aumentándose en un 0,5% anual a partir de 2015 hasta alcanzar en 2024 el 10%. Si los generadores no producen esta energía, deben adquirirla mediante contratos en el mercado o pagar una penalidad.

Se permite una exención de peajes por uso del sistema troncal para aquellos generadores no convencionales cuyos excedentes de potencia inyectados al sistema sean menores a 20 MW. La exención de peajes es completa para aquellos generadores con potencia inferior a 9 MW. Para aquellos entre 9 y 20 MW, se realiza un ajuste proporcional dependiendo de los excedentes de potencia inyectados al sistema.

Los proyectos de generación de energía eléctrica mayores a 3 MW (sean o no de recursos renovables) están obligados a presentar una Evaluación de Impacto Ambiental o una Declaración de Impacto Ambiental (más simple), según sus características y los efectos ambientales que su ejecución pudiere ocasionar. En 2007 la Comisión Nacional de Energía de Chile publicó una Guía de carácter indicativo para orientar sobre los aspectos relacionados con la tramitación ambiental de proyectos de generación de energía eléctrica con biomasa y biogás.

1.3 Uruguay

Desde 2006 Uruguay encomendó a la empresa eléctrica estatal UTE la celebración de contratos especiales de compraventa de energía a largo plazo con generadores a partir de fuentes renovables. Las características de estos contratos fueron variando, pero la modalidad se mantiene hasta el presente. Por otra parte, en 2010 Uruguay implementó un programa de medición neta para la microgeneración renovable, convirtiéndose en uno de los primeros países de Sudamérica que ha adoptado una política de generación distribuida. Los clientes que tienen equipos que generan energía para su autoconsumo pueden vender sus excedentes a la red eléctrica nacional. El microgenerador no pagará cargos por el uso de redes eléctricas.

Uruguay ha desarrollado reglamentaciones de carácter técnico que operan como Guías para la generación con biomasa. Los proyectos deben obtener una Autorización Ambiental Previa, además de la Viabilidad Ambiental de Localización y la Autorización Ambiental de Operación.

1.4 Alemania

Desde 1991, Alemania aplica el sistema de *feed-in tariffs* que consiste, básicamente, en que los operadores de red están obligados a adquirir, retribuir, conectar y transportar en forma preferente la electricidad generada a partir de energías renovables. Concretamente, para proyectos de fuentes renovables de hasta 5 MW se aseguró la compra de energía a largo plazo, a un precio mínimo fijado como un porcentaje (variable según la tecnología) de las tarifas pagadas por los usuarios finales.

El régimen descripto solo alcanzó para desarrollar la energía eólica, por lo que a partir del año 2000 los precios de compra de la energía se basaron sobre los costos de generación, según las distintas tecnologías (eólica, solar, biomasa/biogás, geotérmica) y los diferentes tamaños de los proyectos. Las garantías de compra se extendieron a 20 años. Se autorizó la participación de las empresas distribuidoras en el desarrollo de proyectos con energías renovables. Las tarifas se diseñaron para ir decreciendo anualmente, conforme a las expectativas de reducción de costos.

En 2004 se profundizó la diferenciación entre tecnologías. Todo ello llevó a un crecimiento espectacular de la generación de energía con fuentes renovables (23% de la matriz energética en 2014) con una participación de la biomasa del 8% sobre el total del consumo. No obstante, debido

al alza en los precios de la energía, desde 2012 se dispuso una progresiva reducción de los subsidios. En especial para los nuevos proyectos, se estableció una prima de mercado opcional como incentivo para que los titulares de las plantas de fuentes renovables decidieran operar sus instalaciones con orientación al mercado. Se definieron metas (cupos) por tecnologías y la realización de subastas para cada tipo. Los costos de las energías renovables, que pesaban principalmente sobre la industria, pasaron a ser soportados por todos los usuarios.

En cuanto a la energía térmica, desde 2009 la ley alemana requiere que los constructores y administradores de nuevos edificios prevean que un porcentaje de las necesidades de calefacción sean abastecidas a partir de fuentes renovables. Además, el Programa de Incentivos de Mercado para Energías Renovables proporciona asistencia financiera a los edificios existentes para reemplazar las tecnologías convencionales de calefacción por fuentes renovables.

La ley establece el acceso prioritario del biogás a las redes de gas natural de Alemania. Los costos de conexión hasta 10 km deben ser soportados en un 75% por el propietario de la red y en un 25% por el titular del proyecto de biogás. La ley también distribuye responsabilidades en cuanto al acondicionamiento del biogás para su inyección a la red. Por su parte, la industria alemana del GNC cumple un compromiso voluntario de incluir un 10% de bio-GNC en el gas que utilizan los automóviles.

En materia ambiental, se observa que la legislación alemana promueve la protección del ambiente con regulaciones que combinan el control con los incentivos, cuestión que se refleja muy claramente en lo que hace a la promoción de las energías renovables.

1.5 España

En España, la Ley N° 54 de 1997 estableció un régimen especial para la generación eléctrica con energías renovables de potencia inferior a 50 MW. Los autoprodutores que utilizaran cogeneración, o los generadores a partir de fuentes renovables o residuos de los sectores agrícola, ganadero y de servicios, podrían incorporar su energía excedentaria al sistema, percibiendo una retribución especial. Adicionalmente, podrían percibir una prima y un complemento por eficiencia. Se simplificaron los requisitos para la conexión a la red de las instalaciones de pequeña potencia y se excluyeron del régimen de autorización administrativa a las instalaciones con potencia nominal de hasta 0,1 MW.

En enero de 2012 se suspendió el otorgamiento de estos incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos, manteniendo los beneficios ya otorgados a los proyectos en funcionamiento. La suspensión estuvo motivada en la compleja situación económica y financiera del sistema eléctrico español. La nueva Ley Eléctrica sancionada en 2013 (que derogó la Ley Eléctrica de 1997) hace hincapié en el desarrollo de instalaciones de pequeño tamaño a través del fomento del autoconsumo. Se mantiene la prioridad de acceso, conexión y despacho para las instalaciones de generación a partir de energías renovables, cogeneración y residuos.

Los gobiernos autonómicos son responsables de conceder la autorización administrativa para la implantación de nuevas instalaciones de energías renovables, cuando su potencia sea menor de

50 MW y no afecten a dos o más Comunidades Autónomas, incluyendo las condiciones de preservación ambiental.

1.6 China

China cuenta desde 2006 con una Ley de Fomento de las Energías Renovables, que definió la obligación de compra de la generación eléctrica de fuente renovable por parte de las empresas de redes, a tarifas especiales fijadas por el gobierno (“feed-in tariffs”). Estas tarifas fueron financiadas mediante un cargo sobre todas las compras de electricidad, que se destina a un fondo administrado en forma centralizada. El fondo ha mostrado importantes déficits y en ocasiones se ha pagado tarde o se ha dejado de pagar a los generadores. De todos modos, las decisiones de inversión están muy influenciadas por la propiedad estatal de los operadores de red.

Como complemento de las *feed-in tariffs*, China implementó un “Plan de Inversión en Energías Renovables” de US\$ 180.000 millones, cuya autoridad de aplicación es la Comisión Nacional de Desarrollo y Reforma. En 2003 se lanzó específicamente un “Plan Nacional de Construcción de Plantas de Biogás en el Medio Rural”. Los digestores a pequeña escala están ya muy establecidos y apoyados políticamente en las áreas rurales del Suroeste de China. En el medio rural, la biomasa sigue siendo una importante fuente de energía térmica, pero como fuente moderna de energía eléctrica renovable no tiene todavía un peso relevante en la matriz energética (su participación es menor al 1%).

2. INSTRUMENTOS DE PROMOCIÓN

Del estudio de la normativa aplicada en los países seleccionados, se han identificado básicamente los siguientes instrumentos, utilizados para la promoción de las energías renovables en general, y de la biomasa y el biogás en particular:

- Los **contratos de largo plazo** (15 a 20 años) dan previsibilidad y seguridad al inversor, facilitando el acceso a la financiación de las instalaciones y tecnologías que permiten el aprovechamiento de las fuentes renovables.
- El mecanismo llamado “**feed-in tariffs**” consiste en ofrecer precios de compra de la energía de fuentes renovables más altos que el costo de la energía que se vende en el mercado. Estos precios pueden establecerse como un porcentaje de venta de la energía al usuario final o en función de los costos de generación de cada una de las tecnologías. Estos sistemas pueden incluir una disminución progresiva de tarifas a lo largo del tiempo con el objetivo de incentivar la eficiencia por reducciones en el costo de las tecnologías.
- La realización de **subastas** permite manejar un determinado cupo de las tecnologías a licitar y fijar las *feed-in tariffs* en un ambiente competitivo entre proyectos.
- La **obligación de compra** en cabeza de distribuidores o grandes usuarios también es llamada “Renewable Portfolio Standards” (RPS) y busca crear un mercado protegido de energías renovables.

- Los **bonos o certificados verdes** se utilizan en algunos países como Estados Unidos y Australia. Estos certificados se emiten a favor de los productores de energía renovable según la cantidad de energía que aportan al sistema. La venta de los certificados permite a los productores complementar sus ingresos. El valor de los certificados es fluctuante y depende de diversos factores como el nivel general de la demanda y la competencia con otras energías renovables. Esta volatilidad podría dañar la viabilidad económica de los proyectos. Estos sistemas de cuotas favorecen a los grandes generadores y son más difíciles de diseñar e implementar que las *feed-in tariffs*.
- La promoción de la **generación distribuida** mediante el mecanismo de **balance neto** o medición neta (*net metering*) permite a un usuario que genera su propia energía eléctrica compensar -de manera instantánea o diferida- sus saldos excedentes con sus consumos de energía de terceros. Este sistema es utilizado generalmente por consumidores que poseen una pequeña instalación de fuente renovable, ya que permite verter a la red eléctrica el exceso producido por un sistema de autoconsumo con la finalidad de poder hacer uso de ese exceso en otro momento. En los últimos años, el autoconsumo con balance neto ha sido regulado en diversos países, incluyendo a Alemania, Holanda, Portugal, Grecia, Italia, Dinamarca, Japón, Australia, Estados Unidos, Canadá, Uruguay y México, entre otros.
- La **simplificación de los mecanismos para el acceso a la red** así como los **subsidios al pago de la conexión y uso de la red** han ayudado a remover una barrera importante para que los autogeneradores de pequeña o mediana escala puedan entregar su energía excedente.
- Las **exenciones de impuestos** están referidas al Impuesto a la Renta (Ganancias) o al Impuesto al Valor Agregado para la compra o importación de los bienes de capital que requiere la instalación de las nuevas tecnologías.
- Los **subsidios a la inversión de capital** son utilizados en países como Alemania, Dinamarca y Finlandia para incentivar la conversión de los equipos de calefacción para su utilización con biomasa.
- La eliminación de las barreras respecto de la **gestión de residuos con recuperación energética** permitiría un avance significativo, en la medida en que se resuelvan adecuadamente los reparos ambientales respecto de los métodos de combustión.
- La elaboración de **estándares técnicos para la introducción del biogás** en las redes de gas natural es una condición indispensable para el aprovechamiento de los excedentes de los productores de biogás, ya que el biogás o los quemadores de los artefactos deben ser acondicionado por su composición química.
- Los incentivos específicos para fomentar el uso de **biomasa forestal** incluyen la regulación del manejo sustentable del bosque nativo, el aprovechamiento de los residuos de aserraderos y las plantaciones de especies dendroenergéticas. Se requieren estrategias que permitan superar las dificultades logísticas que se presentan en la adquisición y manejo de la biomasa forestal a fin de minimizar los costos asociados y viabilizar los proyectos.

La Tabla 4 siguiente muestra los resultados obtenidos en los países analizados, comparándolos con la evolución de la generación con renovables y con biomasa en Argentina.

Tabla 4. Características del desarrollo de las energías renovables y la biomasa en los países seleccionados y su comparación con Argentina

	Brasil	Chile	Alemania	España	China	Uruguay	Argentina
Participación de las renovables (2014)	11.7%	11.2%	22.8%	25.5%	4.2%	13.4%	2.2%
Participación de la biomasa (2014)	9.7%	8.7%	8.0%	1.8%	0.8%	6.5%	1.8%
Subastas	SI - precio de la biomasa en subastas aproximado 90 US\$/MWh (eólica 60 US\$/MWh)	NO	NO	NO	NO	SI - realizadas por UTE	SI - realizadas por ENARSA
Feed-in-tariff	NO	NO	SI (hasta 20 MW) Subsidios de aprox. 15 US\$/MWh según costos (TIR 5 a 10%)	SI hasta el 2012 (93 US\$/MWh para biomasa y 26.8 US\$/MWh para eólica)	SI (111 US\$/MWh para biomasa, 33 US\$/MWh de subsidio)	NO	NO
Porcentaje del precio al usuario final	NO	NO	SI - Hasta el 2000 (65 al 80 % de tarifa residencial)	Sí - Hasta el 2007 (80 al 90 % de la tarifa media)	NO	NO	NO
Obligación a Distribuidoras y agentes de comprar un porcentaje de renovables	NO	5 % (2015) al 10% (2024) - 30 US\$/MWh de multa por no cumplir	SI para la generación de calor - NO para la generación eléctrica	NO	SI - A partir de 2012 renewable portfolio standards	NO	NO
Subsidio del precio de la energía a usuarios	SIN SUBSIDIO	SIN SUBSIDIO	SIN SUBSIDIO	SIN SUBSIDIO	SIN SUBSIDIO	SIN SUBSIDIO	SUBSIDIO
Precios de energía mercado mayorista (aproximado)	60 US\$/MWh	97 US\$/MWh	35 US\$/MWh	50 US\$/MWh	73.8 US\$/MWh	75 US\$/MWh	13 US\$/MWh
Subsidios impositivos a la inversión	Apoyo financiero con el BNDES	NO	NO	NO	SI	SI	SI
Subsidios a la conexión y servicio de red	Descuento de hasta el 50% del peaje para menos de 30 MW	Excensión de peajes para inyección de excedentes de menos de 20 MW	NO	NO	NO	Excensión para microgeneradores (menos de 0.011 MW)	NO
Programas estatales	PROINFA	NO	NO	NO	PLAN DE ACCION NACIONAL PARA LA BIOMASA	PROBIO	GENREN
Generación distribuida con balance neto	NO	NO	SI	SI (Regulación en curso)	NO	SI (Menos de 0.011 MW)	NO

3. CONCLUSIONES SOBRE LA APLICABILIDAD AL CASO ARGENTINO

Debido a la naturaleza agroindustrial de la producción argentina, con ingenios azucareros, industria forestal y papelera, así como la gran cantidad de tambos y otras producciones agrícolas, la Argentina tiene un enorme potencial para el desarrollo de emprendimientos privados de producción de energía en base a biomasa y biogás. Para ello, **la principal barrera que deberá superarse es el enorme subsidio a los combustibles fósiles** implícito en los subsidios al precio mayorista de la energía vigente en la Argentina en los últimos años. Superado este inconveniente, **es prioritaria la elaboración de estándares técnicos para la introducción del biogás en las redes de gas natural y la implementación de generación distribuida en las redes eléctricas**, incluyendo sistemas de balance neto que permitan la valorización de los excedentes al precio de venta de la energía al usuario final.

La experiencia de otros países también demuestra que podrían utilizarse con éxito en nuestro país medidas como la obligación de las distribuidoras y otros agentes de contratar determinados porcentajes de energías renovables (utilizado exitosamente en Chile)¹⁹, y un sistema de subastas para establecer, en un ambiente competitivo, las *feed-in-tariff* necesarias para el desarrollo de los cupos de potencias que se establezcan para cada tipo de fuente renovable. Estos cupos de potencia tendrían que estar coordinados también con un plan de desarrollo de la industria nacional, requerido para asegurar la producción en el país de los insumos necesarios para la generación de energía en base a biomasa en la escala prevista. Los beneficios impositivos para la inversión y los descuentos en los peajes son también instrumentos útiles y de fácil implementación, pero de menor alcance que los mencionados previamente.

V - PROPUESTAS Y RECOMENDACIONES

El Estudio 2015 concluye con la formulación de propuestas para la promoción de la generación de energía renovable térmica y eléctrica a partir de biomasa y biogás. Se incluyen recomendaciones de modificación y complementación de la normativa vigente a 2015, así como recomendaciones técnicas para el acceso a la red eléctrica y previsiones a adoptar en materia de regulación ambiental.

1. PROMOCIÓN DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA TÉRMICA CON BIOMASA

Por 'generación de energía térmica' se entiende la producción de calor. En ambientes rurales, la biomasa en forma de leña o residuos forestales ha sido tradicionalmente utilizada para calefacción y cocción de alimentos. Sin embargo, la emisión de gases resultante de la combustión directa de la leña puede derivar en daños ambientales y a la salud. Por otra parte, sin un plan de ordenamiento territorial y una efectiva promoción del cultivo de bosques y otras plantaciones con fines energéticos, este tipo de biomasa tampoco resulta una fuente renovable. Para que la

¹⁹ Este instrumento fue introducido por la Ley N° 27.191.

biomasa de origen forestal sea una fuente energética limpia y renovable, debe ser manejada adecuadamente.

A nivel nacional, Argentina cuenta con la **Ley N° 25.080 de Inversiones para Bosques Cultivados**, que fue prorrogada por 10 años mediante Ley N° 26.432 de 2008. Esta ley promueve la producción de biomasa mediante la instalación de nuevos proyectos foresto-industriales y la ampliación de los existentes. Como incentivos se otorgan beneficios fiscales y un Apoyo Económico No Reintegrable (AENR). Se trata de una ley de adhesión, que cuenta con la normativa local correspondiente en la mayoría de las provincias.

Por otra parte, la **Ley N° 26.331 de Bosques Nativos**, reglamentada por el Decreto PEN 91/2009, estableció los presupuestos mínimos de protección ambiental para el enriquecimiento, la restauración, la conservación, el aprovechamiento y el manejo sostenible de los bosques nativos. Por su carácter de 'ley de presupuestos mínimos', las previsiones de esta ley son directamente aplicables en las provincias. Así, se establece un plazo para que cada jurisdicción local realice y actualice el Ordenamiento Territorial de los Bosques Nativos (OTBN) existentes en su territorio, de acuerdo con los criterios de sustentabilidad y las categorías de conservación en función del valor ambiental de las distintas unidades de bosque nativo y de los servicios ambientales que estos presten. Pero más allá del cumplimiento de los estándares mínimos ambientales sancionados por el Congreso de la Nación, tanto los Ordenamientos Territoriales como la administración de los programas para el aprovechamiento sustentable de la biomasa con fines térmicos son de competencia de los gobiernos locales, con la debida participación de las comunidades involucradas.

El **Decreto Reglamentario PEN 91/2009** encomienda a la autoridad nacional de aplicación la implementación de un **Plan de Desarrollo de la Energía de Biomasa**, el cual formaría parte del Programa Nacional de Protección de los Bosques Nativos. En este marco cabe el dictado de regulaciones y guías a nivel nacional para el uso eficiente y rentable de los residuos o productos provenientes de desmontes o de aprovechamientos sostenibles, cumpliendo con el objetivo de conservación de los bosques nativos.

En consecuencia, como aplicación del Plan de Desarrollo de la Energía de Biomasa, se recomienda que los planes de aprovechamiento de la biomasa con fines térmicos, creados y administrados por las provincias conforme a sus competencias constitucionales (arts. 121 y 124 CN), sean respaldados por un **programa nacional de desarrollo de la industria de pellets, calderas y estufas de pellets**, con capacidad de reemplazar las instalaciones domiciliarias de gas licuado de petróleo (GLP).

A su vez, los gobiernos provinciales deberían coordinar con los Municipios y demás entidades de carácter público y privado del sector foresto-industrial de su jurisdicción, la realización de actividades comunes que promuevan la correcta difusión, implementación y control de planes y programas para el aprovechamiento sostenible de los recursos dendroenergéticos. En especial, **se requieren estrategias que permitan superar las dificultades logísticas que se presentan en la adquisición y manejo de la biomasa forestal** a fin de minimizar los costos asociados y viabilizar los proyectos.

En el ámbito urbano, a nivel nacional podría adoptarse una **ley marco de promoción del uso de fuentes renovables para calefacción y agua caliente en edificios nuevos**. Esta ley invitaría a las provincias y municipios a adherir al programa, estableciendo localmente los porcentajes exigidos por tipo de tecnología, según las condiciones climáticas locales y los recursos renovables disponibles en cada zona geográfica. Las normas que establezcan la obligación para los edificios nuevos podrían complementarse con un programa de subsidios para el reemplazo de las tecnologías convencionales en edificios existentes. Estos subsidios serían otorgados por el gobierno nacional o por organismos multilaterales de crédito.

2. PROMOCIÓN DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BIOMASA

2.1 Escenario con subsidios

La principal barrera identificada para la generación de energía eléctrica con biomasa fue el subsidio a los combustibles fósiles, implícito en el precio mayorista de la energía vigente en la Argentina en la época de realización del Estudio 2015.

Mientras se mantenga una **política de precios de la energía subsidiados**, las oportunidades de la biomasa están dadas por la **celebración de contratos** que aseguren el repago de los costos de capital de los proyectos y compensen los costos operativos de producción, sin apostar a la captura del precio de los combustibles fósiles como valor de oportunidad de la biomasa. En el escenario de precios subsidiados, los contratos podrían celebrarse de cuatro maneras, según quien compre la energía producida con biomasa:

- (i) Cierta conjunto de usuarios del MEM y/o usuarios de las Distribuidoras (Grandes Usuarios) que paguen el costo económico de la biomasa (no el precio de oportunidad basado en el de los combustibles fósiles).
- (ii) La demanda del mercado en su conjunto, representada por CAMMESA como administrador del mercado. CAMMESA tomaría la energía eléctrica basada en biomasa a costos económicos, la pondría a disposición de la demanda del mercado a precios subsidiados y recibiría compensaciones del Tesoro Nacional por las diferencias.
- (iii) Una empresa del Estado (por ejemplo, ENARSA) contrataría con el generador de energía eléctrica en base a biomasa a precios económicos y recibiría compensaciones del Tesoro Nacional para poner a disposición del mercado la energía a precios subsidiados.
- (iv) La demanda total o parcial de las Distribuidoras, representada por las mismas Distribuidoras, quienes recuperarían los costos económicos a pagar a los generadores con biomasa mediante la transferencia de tales precios a los usuarios finales por medio de las tarifas reguladas por la autoridad competente (*pass-through*).

Respecto de la conformación, financiamiento y aplicación del subsidio estatal, caben dos posibilidades:

(i) que se transfieran los recursos desde el Tesoro Nacional a CAMMESA y/o ENARSA, y que dichas instituciones operen los recursos de acuerdo con los compromisos contractuales decididos y celebrados por el Poder Ejecutivo; o

(ii) que se constituya un fondo de afectación específica, que se financie de acuerdo con criterios y procedimientos preestablecidos, y que se administre para responder a las diferencias entre los costos económicos de la energía producida por la biomasa y los precios y tarifas que paguen las demandas.

2.2 Escenario sin subsidios

Superado el obstáculo de los subsidios, existen distintas herramientas utilizadas internacionalmente que podrían implementarse a nivel nacional y provincial para promover la generación eléctrica a partir de biomasa y que son tratadas en las secciones precedentes. Algunas de estas herramientas, tales como la **obligación de compra**, la **feed-in tariff**, los **contratos con el mercado**, los **beneficios impositivos**, han sido ya incluidas en la Ley N° 26.190 mediante la reforma dispuesta por la Ley N° 27.191 de 2015.

Con la modificación de 2015, la obligación de alcanzar una meta de participación de renovables se torna en una obligación de compra para ciertos grupos de usuarios que deberán autogenerar o celebrar contratos para cumplir con dicha obligación. Si bien se establece como principio general que todos los usuarios de energía eléctrica de la República Argentina deberán contribuir con el cumplimiento de los objetivos fijados en la ley, la obligación pesa en forma efectiva e individual sobre los Grandes Usuarios del MEM y las Grandes Demandas que sean clientes de las Distribuidoras, con demandas de potencia iguales o mayores a 300 kW. Estos podrán autogenerar o contratar la compra de energía (i) al propio generador, (ii) a través de una Distribuidora que la adquiera en su nombre a un generador, (iii) de un comercializador o (iv) directamente a CAMMESA en las condiciones que establezca la autoridad de aplicación.

Se incorporó, entonces, la **obligación de compra** en cabeza de determinados usuarios y la consecuente **celebración de contratos** con pautas que han sido reglamentadas por la autoridad de aplicación en 2016. La legitimidad de esta imposición a los Grandes Usuarios se sustenta en el interés general de la comunidad en transformar la matriz energética hacia el recurso renovable y en que el Estado tiene facultades suficientes para asignar los cargos económicos de la transformación a ciertos y determinados componentes de la demanda, subsidiando a otros, siempre que se observen bases objetivas y razonables.

Cabe cuestionar que se haya fijado en una ley un precio tope para los contratos de compra de energía renovable a celebrar por los Grandes Usuarios. Se trata de una **feed-in tariff**, sin que quede claro el criterio para su determinación: si en función del costo de las tecnologías o de una proyección de precios de la energía. Concretamente, el tope de 113 US\$/MWh podría resultar insuficiente para algunos proyectos de generación eléctrica a partir de biomasa. No obstante, se advierte que, en la práctica, el límite real de los contratos será equivalente a la penalidad establecida por la falta de cumplimiento. Dicha penalidad se determina en función del Costo Variable de Producción de Energía Eléctrica correspondiente a la generación con gasoil de origen

importado. La alternativa para los proyectos que superen el tope de precio serían los contratos con CAMMESA u otra entidad que indique la autoridad de aplicación.

Por otra parte, la nueva ley prevé la constitución de un **fondo de asignación específica**, el “Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables” (FODER), que se conforma como un fideicomiso de administración y financiero en todo el territorio de la República Argentina. Esta forma de canalizar los subsidios a la generación de energía eléctrica le resta incertidumbre a la disponibilidad y asignación de recursos. Se prevé que los recursos del FODER provengan principalmente de (i) asignaciones del Tesoro Nacional (que no podrán ser anualmente inferiores al 50% del ahorro efectivo en combustibles fósiles debido a la incorporación de generación a partir de fuentes renovables obtenido en el año previo) y (ii) de cargos específicos a la demanda.

Para favorecer la inversión en nuevas instalaciones, la Ley N° 27.191 mantiene y amplía los **beneficios impositivos** del régimen anterior: devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado, amortización acelerada del Impuesto a las Ganancias, exención del pago de los derechos a la importación, entre otros.

Cabe destacar que los mecanismos que introdujo la Ley N° 27.191 son de aplicación a las energías renovables en general y no son específicos para biomasa. El Estudio 2015 concluye que **la biomasa como fuente de energía eléctrica podría desarrollarse favorablemente en este marco, siempre que se atiendan las necesidades específicas de esta fuente a través de la fijación de metas sectoriales y de la promoción de mecanismos de contratación (incluyendo subastas) específicamente dirigidos hacia esta tecnología.**

De hecho, en el marco de la Ronda 1 del **Programa RenovAr** que se lanzó a mediados de 2016, se adjudicaron Contratos de Abastecimiento por un total de 1142 MW a 29 proyectos. Sin embargo, las tecnologías inicialmente ofertadas fueron básicamente eólica (12 proyectos por 707 MW, con un precio promedio de 59.4 US\$/MW) y solar fotovoltaica (4 proyectos por 400 MW, con un precio promedio de 59.7 US\$/MW). Sólo una de las adjudicaciones recayó sobre un proyecto de biogás. Esta situación fue parcialmente corregida mediante la convocatoria a las ofertas calificadas por las tecnologías biomasa, biogás y pequeños aprovechamientos hidráulicos a bajar el precio y celebrar Contratos de Abastecimiento por el precio máximo por tecnología: 110 US\$/MW para biomasa y 160 US\$/MW para biogás. De este modo entraron finalmente 6 proyectos de biogás (9 MW) y 2 proyectos de biomasa (15 MW). **Los resultados ratifican la necesidad de que se adopten medidas de fomento específicas para las tecnologías de biomasa y biogás.**

3. PROMOCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE BIOGÁS

Actualmente no existe un mecanismo de incentivos específico para el biogás. Cuando el biogás es utilizado para la generación de energía eléctrica, los incentivos son los mismos que los que corresponden a la biomasa sólida y que actualmente se rigen por la Ley N° 26.190 modificada por la Ley N° 27.191. Cuando el biogás es utilizado como combustible, con posibilidad de inyectarlo en los sistemas de gas natural, queda sometido a la Ley N° 26.093 de Biocombustibles. Esta ley se encuentra pendiente de reglamentación en cuanto al biogás.

Para la habilitación de las plantas de producción de biogás, se considera prioritaria la elaboración de guías ambientales y de seguridad. También deberán determinarse los estándares técnicos para la introducción del biogás en las redes de gas natural.

El Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) es responsable de fijar la normativa técnica y de seguridad para las actividades de transporte, distribución y almacenamiento de biogás. El ENARGAS debería redactar las NORMAS ARGENTINAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD - Normas NAG para el biogás basado sobre las normas relacionadas con el gas natural y eventualmente como adaptación de otras disposiciones operativas y de seguridad internacionales referidas al transporte, distribución, almacenamiento y uso del biogás.

El Ministerio de Minería y Energía tiene competencia para dictar la normativa relacionada con los aspectos técnicos, de seguridad y habilitación de las plantas de producción de biogás en su carácter de autoridad de aplicación de la Ley N° 26.093. Esta normativa debe coordinarse con las normas que dicte el ENARGAS. Se recomienda el dictado de una Resolución Ministerial con el siguiente alcance: (i) requisitos para la habilitación de plantas de producción de biogás; (ii) inclusión por referencia de los requisitos de seguridad establecidos en las NAG; (iii) inclusión como Anexo de una Guía técnico-regulatoria para la realización de la Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) requerida a los efectos de la habilitación. Esta Guía incluiría (a) los parámetros técnicos y ambientales que deberán cumplir cada uno de los tipos de plantas productoras de biogás, de conformidad con los diversos sustratos que obren como materias primas; y (ii) un capítulo específico sobre tratamiento, aprovechamiento y disposición final del digestato.

El Servicio Nacional de Sanidad Animal (SENASA) debería dictar una resolución sobre condiciones para la utilización del biogás como fertilizante.

Además, como reglamentación de la Ley N° 26.093 se podría establecer, como incentivo a nivel nacional, que el financiamiento de las instalaciones y operaciones necesarias para el acondicionamiento del biogás a los fines de su incorporación a la red en condiciones de seguridad y calidad, recibirá un subsidio del Estado Nacional. Alternativamente, podría imponerse a los operadores de red la obligación de compra y acondicionamiento del biogás, con reconocimiento de estos costos en las tarifas de usuario final. Al productor de biogás se le reconocería el precio correspondiente al programa de estímulo Plan Gas o el precio del gas importado, según el nivel de estímulo pretendido por el Estado Nacional.

4. GESTIÓN DE RESIDUOS CON RECUPERACIÓN ENERGÉTICA

Una recomendación particular del Estudio 2015 está referida a la eliminación de las barreras regulatorias respecto de la gestión de residuos con recuperación energética. Existe una gran potencialidad para proyectos de biomasa a partir del tratamiento de los residuos sólidos urbanos (RSU). Sin embargo, en algunas grandes ciudades como la C.A.B.A. y Santa Fe existe normativa que prohíbe la combustión de los RSU. La prohibición es relativa, en tanto la misma ley prevé que podría autorizarse cuando se alcance determinada meta de reducción de RSU, siempre y cuando se garantice la protección de la salud de las personas y el ambiente. En la medida en que se resuelvan adecuadamente los reparos ambientales respecto de los métodos de combustión, la

eliminación de la prohibición lisa y llana de combustión de residuos produciría un gran avance en la producción de energía eléctrica a partir de biomasa.

En especial, **se considera que la problemática planteada por la liberación de metano al ambiente en ocasión del tratamiento de los residuos sólidos urbanos podría ser un fuerte incentivo para la producción sistemática de biogás.** El alto costo de captación del metano podría compensarse con la internalización del costo que significan mayores emisiones. Desde el punto de vista ambiental, los beneficios se producirían por partida doble: (i) se capta el metano y se evita liberarlo al ambiente; y (ii) se reemplazan combustibles fósiles, tanto en las líneas de transporte y distribución de gas como en la generación de electricidad.

5. RECOMENDACIONES TÉCNICAS PARA EL ACCESO A LA RED ELÉCTRICA

5.1 Incorporación al Mercado Eléctrico Mayorista de los productores de electricidad en base a biomasa

En las secciones precedentes se estableció la conveniencia de que los productores de electricidad en base a biomasa operen directamente en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y se sometan a la jurisdicción nacional. Ello deriva, por analogía, de las ventajas de calificar como Gran Usuario del MEM (GU) en lugar de ser usuario pleno de una Distribuidora, lo cual se relaciona con los dos aspectos del costo del servicio:

- (i) Costo de abastecimiento: el GU negocia el precio de su abastecimiento libremente, en el mercado a término o *spot*. (Sin embargo, en una situación de precios subsidiados a las Distribuidoras, podría convenir permanecer en el ámbito de éstas).
- (ii) Costo de la vinculación a la red: de presentarse diferencias entre el GU y la Distribuidora, son las instituciones de la jurisdicción nacional las competentes para intervenir en resolver el diferendo y en aplicar la mejor regulación.

Para facilitar y hacer efectivo el reconocimiento de los pequeños y medianos productores de electricidad en base a biomasa sólida en el MEM, se propone que se desarrolle una normativa específica basada en los siguientes criterios, que toman como referencia lo normado para GUME (Grandes Usuarios Menores) y GUMA (Grandes Usuarios Mayores).

- Toda empresa que tenga por objetivo convertirse en generador de energía eléctrica basada en biomasa debe cumplir los trámites normalmente requeridos por la Secretaría de Energía Eléctrica para reconocer a cualquier nuevo generador como agente del MEM.
- Para las relaciones en el ámbito del MEM, se recomienda diferenciar a los generadores con biomasa de baja y media capacidad por un lado (que llamamos GEBIOME) y de alta capacidad por el otro (aquí llamados GEBIOMA).
- El límite de capacidad para definir a los GEBIOME y GEBIOMA podría estar en 5 MW.

- Los GEBIOMA participarían en el mercado en forma plena, como lo hace cualquier generador del MEM.
- Los GEBIOME tendrían menos obligaciones (como los GUME) y serían representados en el MEM por el Distribuidor del área donde opere el GEBIOME.
- El Distribuidor del área percibirá una retribución por la representación del GEBIOME en el MEM.

5.2 El rol de las Distribuidoras

Los contratos de concesión de las Distribuidoras no contemplan soluciones sobre la forma en que las generadoras locales -caso de biomasa y biogás- podrían conectarse a las redes, las adaptaciones necesarias en el diseño de éstas, la estacionalidad del suministro y, sobre todo, la forma en que se distribuirían los costos y beneficios de estas incorporaciones y las responsabilidades en cuanto a la calidad del servicio.

Esto revela la existencia de un vacío normativo, que expone a los interesados en proyectos de generación con biomasa a una negociación asimétrica con la Distribuidora para su incorporación. Teniendo en cuenta la cuestión jurisdiccional de la distribución de energía eléctrica (Nación y Provincias), y el impacto de la generación de baja y media capacidad en las redes de los Distribuidores (por ejemplo, mayores inversiones para controlar la tensión y ajuste de las protecciones), se recomienda desarrollar un procedimiento para realizar y financiar tales inversiones basada en los siguientes principios:

- Ante la necesidad de que un nuevo productor pequeño o mediano basado en biomasa requiera utilizar redes de un Distribuidor para colocar su producción en el MEM -sea el Distribuidor de jurisdicción nacional o provincial- el Distribuidor presentará un estudio técnico a la Secretaría de Energía Eléctrica y al ENRE con el detalle de las inversiones necesarias, su justificación técnica y el detalle de los costos de las mismas.
- La Secretaría de Energía Eléctrica, con el dictamen del ENRE, autorizará la ejecución de las obras en las redes del Distribuidor y financiará su realización con fondos del Estado Nacional.
- La inversión de recursos del Estado Nacional en redes de las Distribuidoras se justifica a partir de la contribución de los proyectos de biomasa a la reducción del uso y consumo de combustibles fósiles, y tal ahorro tiene beneficios macroeconómicos.

5.3 Requisitos técnicos para la interconexión de un productor con biomasa a las redes de distribución

5.3.1 Clasificación

Las Distribuidoras garantizarán a los productores basados en biomasa el acceso al sistema de distribución, con la misma calidad de servicio aplicable a los Grandes Usuarios del MEM.

Las Distribuidoras y las empresas con instalaciones de distribución no podrán imponer al propietario de un generador basado en biomasa condiciones técnicas de conexión u operación diferentes de las dispuestas en la normativa vigente.

A fin de simplificar los requisitos técnicos para la conexión al sistema de distribución, la potencia de los generadores se puede clasificar en función de su afectación a la red existente. De tal modo, los GEBIOME podrían subdividirse en:

- *Productor pequeño (PROPE)*. Es una fuente de energía distribuida que es interconectada al sistema del Distribuidor con tensiones menores a 1 kV (BT) y con potencias menores o iguales a 30 kW (tentativamente).
- *Productor menor (PROME)*. Es una fuente de energía distribuida que es interconectada al sistema del Distribuidor con tensiones menores a 1 kV (BT) y con potencias entre 30 y 300 kW (tentativamente).
- *Productor mediano (PROMI)*. Es una fuente de energía distribuida que es interconectada al sistema del Distribuidor con potencias entre 300 y 5000 kW (tentativamente).

Por otra parte, el GEBIOMA podría subdividirse en:

- *Productor mayor (PROMA)*. Es una fuente de energía distribuida que es interconectada al sistema del distribuidor con potencias mayores a 5000 kW (tentativamente).

5.3.2 Requisitos para cada categoría

Productor pequeño (PROPE)

Solo requiere una comunicación al Distribuidor de su intención de conectarse en un punto de conexión de la red de BT, informándole las características técnicas del generador. El Distribuidor deberá diseñar y realizar todas las adecuaciones requeridas para la conexión. Los costos resultantes serán a cargo del Distribuidor y pasarán a formar parte de los costos propios de distribución, remunerándose como un costo de conexión. El Distribuidor podrá, alternativamente, por intermedio de la autoridad de regulación de la jurisdicción local, presentar el estudio de mayores costos a la jurisdicción nacional a fin de solicitar su compensación.

En cuanto a los requisitos generales para el generador, el PROPE:

- No tiene obligación de regular la tensión en el punto de interconexión.
- Deberá contar con los dispositivos necesarios para sincronizarse con la red.
- No debe energizar el sistema eléctrico cuando el mismo esté desenergizado.
- Deberá contar con los dispositivos de protección adecuados para desconectarse del sistema en caso de fallas en el mismo.

- Después de un disturbio, no deberá reconectarse hasta que el voltaje y la frecuencia en el punto de conexión estén dentro de los límites pre-establecidos.
- De ocurrir una operación en isla no-intencional, en la que el generador alimenta una parte del sistema, deberá detectar esta condición y desconectarse inmediatamente.

Productor menor y mediano (PROME y PROMI)

El interesado en conectarse a la red deberá informar su intención a la Distribuidora, adjuntando los antecedentes de la instalación que se establezcan en la reglamentación. La Distribuidora realizará un estudio técnico y lo presentará a la Secretaría de Energía Eléctrica y al ENRE con el detalle de las inversiones necesarias, su justificación técnica y el detalle de los costos de las mismas. La Secretaría de Energía Eléctrica, con el dictamen del ENRE, autorizará la ejecución de las obras en las redes del Distribuidor y financiará su realización con fondos del Estado Nacional.

En los casos que el Distribuidor detecte otros problemas técnicos derivados de la conexión de los proyectos de biomasa a sus redes, adicionales a los ya presentados y compensados por la Nación, y que pudieran ser solucionados mediante la realización de inversiones con incorporación de nueva tecnología y/o equipos de control y automatismos adicionales a los ya instalados, la autoridad regulatoria de la jurisdicción que le corresponda al distribuidor realizará una presentación institucional a la Nación solicitando la compensación económica de los nuevos mayores costos identificados. Si los problemas adicionales detectados no pudieran solucionarse mediante la realización de inversiones, el distribuidor con el aval de la autoridad de regulación respectiva podrá negarse a conectar al generador en las condiciones solicitadas. Los costos de las inversiones en redes financiadas por la Nación no podrán ser considerados en los estudios técnicos que se realicen en cada jurisdicción para determinar las nuevas tarifas que cada Distribuidor aplicará en la facturación de los servicios que presta a sus clientes. En tal sentido, todo cálculo que se realice del requerimiento económico de ingresos de cada Distribuidor, se efectuará sin considerar los aportes de potencia y energía de la nueva generación en base a biomasa que se conecte de acuerdo al programa que se elabore en base al conjunto de recomendaciones contenidas en el presente.

Son requisitos generales para el generador PROME y PROMI:

- Toda maniobra que involucre la conexión o desconexión de un generador, cualquiera sea el origen del requerimiento, deberá ser coordinada entre el operador del generador y el de la empresa Distribuidora de acuerdo con los procedimientos que la empresa Distribuidora tenga establecidos para dichas maniobras.
- El interruptor de acoplamiento debe permitir la desconexión automática del generador bajo corrientes de falla cuando actúen sobre él las protecciones del mismo.
- En el caso de generadores sincrónicos directamente conectados a la red, el dispositivo de sincronización requerido para cumplir con las condiciones de sincronización deberá contener un equipamiento de medida, consistente en un doble medidor de frecuencia, un doble medidor de tensión y un medidor de tensión cero. Se exigirá un dispositivo de sincronización automático.

- Si la empresa correspondiente cuenta con un sistema SCADA para la operación del Sistema de Distribución, esta última podrá convenir con el propietario del generador que efectúe las inversiones necesarias para incorporar sus instalaciones a este sistema SCADA.
- El generador deberá contar con los equipos de medida y facturación suficientes que permitan registrar las lecturas de energía y potencia suministradas al sistema. Los medidores destinados a facturación y los aparatos de control correspondientes deberán quedar ubicados en el punto de conexión.
- El generador no deberá regular activamente la tensión en el punto de conexión. En caso que la Distribuidora necesite que el generador regule tensión, los costos requeridos para este servicio deberán ser incluidos en el estudio de inversiones requeridas.
- El generador no podrá energizar la red de media tensión del Sistema de Distribución, o parte de éste, cuando la red se encuentre des-energizada, salvo autorización y coordinación previa con la empresa Distribuidora.
- En caso de presentarse una operación en isla de manera involuntaria debido a una falla en el Sistema de Distribución, la instalación de conexión del generador deberá detectar la situación y desconectarse de la red.

Productor mayor (PROMA)

Deberán cumplir las condiciones establecidas en Los Procedimientos de CAMMESA para conectarse a la red del Distribuidor.

5.4 Determinación de los peajes

Al no existir, en general, obligación de publicar las tarifas respecto de los oferentes (generadores), éstas no son transparentes ni accesibles para los desarrolladores de proyectos. Se propone que los proyectos de generación nuevos en base a biomasa de hasta 5 MW, que se conecten a la red de las Distribuidoras, no asuman la obligación de pagar el cargo mensual por el uso de la capacidad de las instalaciones del Distribuidor, sino que los eventuales mayores costos que su conexión produce sean cubiertos por una compensación de la Nación.

6. REFLEXIONES FINALES

Debido a la naturaleza agroindustrial de la producción argentina, con ingenios azucareros, industria forestal y papelera, así como la gran cantidad de tambos y otras producciones agropecuarias, la Argentina tiene un enorme potencial para el desarrollo de emprendimientos privados de producción de energía eléctrica y térmica en base a biomasa y biogás.

Por otra parte, dentro de las energías renovables, la generación térmica y eléctrica a partir de biomasa tiene las siguientes externalidades positivas: a) puede generar energía en forma continua sin estar afectada por condiciones climáticas de variación diaria, como ocurre en el caso de las fuentes eólica y solar; b) tiene un doble efecto de mitigación de la generación de gases de efecto de invernadero: reemplaza combustibles fósiles y convierte en energía los residuos

forestales, agropecuarios, industriales y urbanos, que de otra manera emitirían al ambiente grandes cantidades de metano además de otros posibles efectos adversos como la contaminación visual, de suelos y de napas, y la ocupación de espacios con basurales y desperdicios; y c) genera subproductos de valor económico para ser utilizados en la producción como fertilizantes y otros.

Teniendo en cuenta lo anterior, resulta evidente que una comparación justa con otras fuentes renovables debería considerar no solo el costo de generación sino también la valorización de sus externalidades positivas. Se recomienda un futuro estudio que permita cuantificar la valorización monetaria de las mismas.

En cuanto al caso específico de las plantas de biogás, el Estudio 2015 concluyó que el principal incentivo para su promoción es la reglamentación de las condiciones mínimas de seguridad y la elaboración de guías ambientales para la habilitación de las plantas de producción de biogás. Sin esta reglamentación, los potenciales inversores no están en condiciones de evaluar la rentabilidad de sus proyectos como consecuencia de las incertidumbres asociadas a la habilitación posterior de las plantas. La ausencia de una normativa específica dificulta conocer cuál es el camino crítico que deben recorrer los proyectos que se encuentran sujetos a evaluación por parte de las autoridades y cuáles son los requisitos que se deben cumplir para su habilitación.

Como conclusión final, el desarrollo de la bionergía en Argentina una vez eliminados los subsidios a la generación eléctrica, requiere fundamentalmente la elaboración de una serie de guías técnico-regulatorias para la habilitación de plantas y homologación de artefactos de biogás y para la realización de los estudios de impacto ambiental asociados a los proyectos, así como la consideración de los proyectos de biomasa y biogás en un proceso de selección, donde no solamente se considere el costo de generación, sino también el resto de los efectos positivos propios de esta tecnología.

VI – FUENTES DE INFORMACIÓN

1. BIBLIOGRAFÍA Y PÁGINAS WEB

Blanch Saera, Alfonso y Palacios Arellano, Luis, “El mercado de Biomasa en China”, Oficina Económica y Comercial de la Embajada de España en Shanghai, 2009.

Bidart Campos, Germán, Tratado Elemental de Derecho Constitucional Argentino, pág.737, Ed. Ediar. Bs. As. 1986.

BP, Statistical Review of World Energy, junio 2015, <http://www.bp.com>

Comercialización de Energía Eléctrica, Brasil, www.ccee.org.br

Comisión Nacional de Energía de Chile, “Guía para evaluación ambiental de energías renovables no convencionales”, Chile, 2007

Comisión Nacional de Energía de Chile, “Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno”, informe publicado por el Proyecto Energías Renovables No Convencionales (CNE/GTZ) en octubre 2009.

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico – CAMMESA www.cammesa.com

Eletrobrás <http://www.eletrobras.com/elb/ProinfA/data/Pages/LUMISABB61D26PTBRIE.htm>

Energía Argentina S.A. – ENARSA www.enarsa.com.ar

Ente Nacional Regulador de la Electricidad - ENRE www.enre.gov.ar

Información legislativa y documental, Ministerio de Justicia y Derechos Humanos de la Nación, www.infoleg.gov.ar

International Renewable Agency - IRENA www.irena.org

Li and Mae-Wan Ho, “Biogas”, China Institute of Science in Society Report Kangmin, 2006. <http://www.i-sis.org.uk/BiogasChina.php>

Ministerio de Energía y Minería, Argentina, www.minem.gob.ar

Ministerio de Minas y Energía, Brasil, www.mme.gov.br/programas/proinfA

ProBio Uruguay - <http://www.probio.gub.uy>

Rudnick, Hugh, “Energía de biomasa forestal, lecciones internacionales y su potencial en Chile”, Chile, 2011

Sabsay, Daniel Alberto, “Gobernabilidad, Medio Ambiente y el Desarrollo Sustentable”, en Revista Relaciones Internacionales, año 8, No 14, diciembre-mayo 1998, págs. 90 y 91.

Tawil, Guido S., “La Cláusula Ambiental en la Constitución Nacional”, Estudios para la Reforma Constitucional, Buenos Aires, 1995, pág. 50.

2. INDICE DE NORMAS ARGENTINAS CITADAS

Constitución de la Nación Argentina

Ley N° 24.065

Ley N° 25.019

Ley N° 25.080

Ley N° 25.612

Ley N° 25.675

Ley N° 25.831

Ley N° 25.916

Ley N° 26.190

Ley N° 26.331

Ley N° 26.432

Ley N° 27.191
Ley N° 26.093
Ley N° 1854 CABA
Decreto PEN N° 1398/1992
Decreto PEN N° 109/2007
Decreto PEN N° 91/2009
Decreto PEN N° 562/2009
Decreto PEN N° 134/2015
Decreto PEN N° 531/2016
Resolución ex SE N° 61/1992
Resolución ex SE N° 220/2007
Resolución ex SE N° 280/2008
Resolución ex SE N° 712/2009
Resolución ex SE N° 108/2011
Resolución Conjunta MPFIPyS N° 572/2011 y MEyFP N° 172/2011
Resolución ex SE N° 95/2013
Resolución ex SE N° 529/2014
Resolución ex MPFIPyS N° 482/2015
Resolución MINEM N° 71/2016
Resolución MINEM N° 72/2016
Resolución MINEM N° 136/2016
Resolución MINEM N° 202/2016
Resolución MINEM N° 213/2016
Providencia MPFIPyS N° 794/2009