

Incentivos y oportunidades en el marco regulatorio para el aprovechamiento energético del biogás producido en plantas de tratamiento de aguas residuales en países seleccionados de América Latina y el Caribe

Silvia Saravia Matus
Jordi de la Hoz
Diego Fernández
Alba Llavona
Helena Martín
Alfredo Montañez
Lisbeth Naranjo
Natalia Sarmanto



NACIONES UNIDAS

CEPAL



años

Trabajando por
un futuro productivo,
inclusivo y sostenible

Gracias por su interés en esta publicación de la CEPAL



Si desea recibir información oportuna sobre nuestros productos editoriales y actividades, le invitamos a registrarse. Podrá definir sus áreas de interés y acceder a nuestros productos en otros formatos.

Deseo registrarme



NACIONES UNIDAS



www.cepal.org/es/publications



www.instagram.com/publicacionesdelacepal



www.facebook.com/publicacionesdelacepal



www.issuu.com/publicacionescepal/stacks



www.cepal.org/es/publicaciones/apps

Incentivos y oportunidades en el marco regulatorio para el aprovechamiento energético del biogás producido en plantas de tratamiento de aguas residuales en países seleccionados de América Latina y el Caribe

Silvia Saravia Matus
Jordi de la Hoz
Diego Fernández
Alba Llavona
Helena Martín
Alfredo Montañez
Lisbeth Naranjo
Natalia Sarmanto



NACIONES UNIDAS

CEPAL

Este documento fue preparado por Silvia Saravia Matus, Oficial de Asuntos Económicos de la Unidad de Agua y Energía de la División de Recursos Naturales de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), y Jordi de la Hoz, Diego Fernández, Alba Llavona, Helena Martín, Alfredo Montañez, Lisbeth Naranjo y Natalia Sarmanto, Consultores de la misma Unidad. Los autores agradecen los comentarios de Elisa Blanco.

El financiamiento para la preparación de este documento fue posible a través del proyecto “Potable water, sanitation and renewable energies to improve the health conditions of the population and promote productive uses in the most lagging behind municipalities of the countries of the northern subregion of Latin America and the Caribbean”, liderado por la CEPAL y financiado por el subfondo para la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible del Fondo Fiduciario de las Naciones Unidas para la Paz y el Desarrollo.

Las Naciones Unidas y los países que representan no son responsables por el contenido de vínculos a sitios web externos incluidos en esta publicación.

No deberá entenderse que existe adhesión de las Naciones Unidas o los países que representan a empresas, productos o servicios comerciales mencionados en esta publicación.

Las opiniones expresadas en este documento, que no ha sido sometido a revisión editorial, son de exclusiva responsabilidad de los autores y pueden no coincidir con las de la Organización o las de los países que representa.

Publicación de las Naciones Unidas
ISSN: 2664-4541 (versión electrónica)
ISSN: 2664-4525 (versión impresa)
LC/TS.2024/39
Distribución: L
Copyright © Naciones Unidas, 2024
Todos los derechos reservados
Impreso en Naciones Unidas, Santiago
S.2400448[S]

Esta publicación debe citarse como: S. Saravia Matus y otros, “Incentivos y oportunidades en el marco regulatorio para el aprovechamiento energético del biogás producido en plantas de tratamiento de aguas residuales en países seleccionados de América Latina y el Caribe”, *serie Recursos Naturales y Desarrollo*, N° 224 (LC/TS.2024/39), Santiago, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), 2024.

La autorización para reproducir total o parcialmente esta obra debe solicitarse a la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), División de Documentos y Publicaciones, publicaciones.cepal@un.org. Los Estados Miembros de las Naciones Unidas y sus instituciones gubernamentales pueden reproducir esta obra sin autorización previa. Solo se les solicita que mencionen la fuente e informen a la CEPAL de tal reproducción.

Índice

Resumen	7
Introducción	9
I. Oportunidades en el marco regulatorio para el aprovechamiento energético del biogás en las PTAR de los países seleccionados	11
A. Bolivia (Estado Plurinacional de).....	11
1. Marco jurídico para la recuperación energética del biogás en PTAR	11
2. Incentivos y modalidades de remuneración para la recuperación energética del biogás en PTAR.....	13
B. Colombia.....	14
1. Marco jurídico para la recuperación energética del biogás en PTAR	14
2. Incentivos y modalidades de remuneración para la recuperación energética del biogás en PTAR.....	17
C. Costa Rica	19
1. Marco jurídico para la recuperación energética del biogás en PTAR	19
2. Incentivos y modalidades de remuneración para la recuperación energética del biogás en PTAR.....	22
D. México	23
1. Marco jurídico para la recuperación energética del biogás en PTAR	23
2. Incentivos y modalidades de remuneración para la recuperación energética del biogás en PTAR.....	25
E. Perú	26
1. Marco jurídico para la recuperación energética del biogás en PTAR	26
2. Incentivos y modalidades de remuneración para la recuperación energética del biogás en PTAR.....	28
II. Análisis comparativo de los mecanismos de retribución definidos en los marcos regulatorios	31
A. Mecanismos retributivos asociados a la producción de energías renovables	32

B.	Mecanismos retributivos asociados a la autoproducción y a la generación distribuida de energías renovables	34
III.	Conclusiones	39
	Bibliografía	43
	Serie Recursos Naturales y Desarrollo: números publicados	44
Cuadros		
Cuadro 1	Alineación de la generación de energía eléctrica a partir de la recuperación del biogás de las PTAR con la PENP	26
Cuadro 2	Potencia de generación de la PTAR en función de la tecnología de tratamiento empleada y la capacidad instalada de tratamiento.....	31
Cuadro 3	Mecanismos retributivos asociados a la generación distribuida y la autogeneración.....	35
Diagramas		
Diagrama 1	Descripción esquemática de los mecanismos de remuneración aplicados a las energías renovables en los países objeto de estudio	32
Diagrama 2	Descripción esquemática de los mecanismos de remuneración de la GD y la autoproducción aplicados en Bolivia (Estado Plurinacional de)	34
Diagrama 3	Descripción esquemática de los mecanismos de remuneración de la GD y la Autoproducción aplicados en Colombia	36
Diagrama 4	Descripción esquemática de los mecanismos de remuneración de autoproducción aplicados en Costa Rica.....	37
Diagrama 5	Descripción esquemática de los mecanismos de remuneración de la GD y la autoproducción aplicados en México	38
Diagrama 6	Descripción esquemática de los mecanismos de remuneración de la GD y la autoproducción aplicados en Perú	38

Siglas y acrónimos

AETN	Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear
ALC	América Latina y el Caribe
ARESEP	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos
CEL	Certificados de Energías Limpias
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CNFL	Compañía Nacional de Fuerza y Luz
COES	Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional
CRE	Comisión Reguladora de Energía
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
FNCE	Fuentes No Convencionales de Energía
FNCER	Fuentes No Convencionales de Energía Renovable
ICE	Instituto Costarricense de Electricidad
IPSE	Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas no Interconectadas
LGCC	Ley General del Cambio Climático
LIE	Ley de la Industria Eléctrica
LMCC	Ley Marco sobre Cambio Climático
LTE	Ley de Transición Energética
MINAE	Ministerio de Ambiente y Energía
MME	Ministerio de Minas y Energía
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
OSINERGMIN	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
PENP	Política Energética Nacional del Perú

PMD	Potencia Media Disponible
PROURE	Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y Otras Formas de Energía no Convencionales"
PTAR	Planta de Tratamiento de Aguas Residuales
RCLLP	Reglamento de Concesiones, Licencias y Licencias Provisionales
RER	Recurso Energético Renovable
ROME	Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico
RPT	Reglamento de Precios y Tarifas
SDL	Sistema de Distribución Local
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SEIN	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
SIC	Superintendencia de Industria y Comercio.
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
STR	Sistema de Transmisión Regional
UNEP	United Nations Environment Programme (Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente)
UPME	La Unidad de Planeación Minero Energética

Resumen

La gestión circular del agua es una práctica ampliamente adoptada a nivel mundial. Sin embargo, la implementación de nuevas técnicas y modelos de producción, especialmente en el sector de agua y saneamiento, requiere ajustes institucionales que fomenten su desarrollo y eliminen posibles barreras.

En el contexto del aprovechamiento energético del metano generado en las Plantas de Tratamiento de Aguas Residuales (PTAR) en América Latina y el Caribe (ALC), este análisis presenta un panorama general de las oportunidades y desafíos en los marcos regulatorios del sector energético para cinco países de la región (Bolivia, Colombia, Costa Rica, México y Perú).

Entre los resultados, se destaca la voluntad política identificada en los países, para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y promover inversiones en energías renovables. Se mencionan mecanismos como subastas exclusivas para energías renovables, sobrepagos en la adjudicación de precios y la venta de certificados de energías limpias para garantizar una rentabilidad mínima a las inversiones. Además, bajo la figura de generación distribuida, los operadores de PTAR pueden comercializar sus excedentes mediante contratos y subastas; en Colombia, incluso pueden recibir una prima por los beneficios causados la red de distribución local.

En conclusión, este documento destaca la existencia de marcos jurídicos y regulatorios con mecanismos que permiten la comercialización de los excedentes de energía eventualmente generados en las PTAR de estos cinco países.

Introducción

El metano es un potente contaminante del aire local que contribuye a la formación de ozono, y es después del dióxido de carbono, el gas de efecto invernadero con mayor contribución al cambio climático siendo 28 veces más potente para atrapar calor que el dióxido de carbono en un período de 100 años, 84 veces más potente en un período de 20 años y ha contribuido aproximadamente al 30% del calentamiento global hasta ahora (UNEP, 2021; European Commission, 2023).

Según el informe de UNEP (2021), el 20% de las emisiones de metano relacionadas con la actividad humana provienen del sector de residuos, que incluye la disposición de residuos sólidos y el tratamiento de aguas residuales. Si se toma en cuenta que, en 2021, el promedio de tratamiento de aguas residuales en países de la OCDE superó el 80%, a nivel mundial fue del 55,5%, mientras que en América Latina y el Caribe apenas alcanzó el 40% (División de Estadística de las Naciones Unidas, 2021), será fácil concluir que las emisiones están en aumento, especialmente en América Latina y el Caribe, donde el tratamiento de aguas residuales está rezagado en comparación con otras latitudes.

En muchos casos, la solución más efectiva, tanto desde el punto de vista económico como ambiental, para abordar este problema es utilizar el metano como combustible para generar energía eléctrica y calor (Saravia Matus et al., 2022). Esta alternativa ha probado ser viable financiera y técnicamente en plantas de tratamiento de aguas residuales (PTAR) con capacidades instaladas de tratamiento superiores a los 500 litros por segundo (equivalente a las descargas de 288 mil habitantes), y se ha sugerido que este enfoque podría presentar beneficios superiores en sistemas lagunares, aún con capacidades de tratamiento inferiores a los 500 l/s (Ibid.).

Esta alternativa, además de que minimiza la emisión de metano a la atmósfera, representa un significativo ahorro en los costos de la energía, redundando en la reducción de las emisiones asociadas a la utilización de energía proveniente de fuentes fósiles, e incluso puede representar un ingreso económico derivado del suministro de energía o gas a los sistemas regionales o locales de distribución de estos servicios, incentivando con ello la adopción de la economía circular en el sector saneamiento. En suma, tales beneficios contribuirían a promover, facilitar y hacer más viable económicamente el tratamiento de aguas residuales en los países de Latinoamérica y el Caribe.

A pesar de las ventajas que conlleva el uso de metano como fuente de energía, es importante reconocer que, incluso en la actual era de la liberalización energética, el sector eléctrico sigue siendo altamente regulado. Esta regulación se ha enfocado en la separación tanto vertical como horizontal de las actividades del sector eléctrico, la creación de mercados mayoristas y minoristas competitivos, y el acceso equitativo de terceros a la transmisión monopólica y a las redes de distribución (Pollitt, 2012).

Esta fuerte regulación tiene un peso importante en la posibilidad práctica de adoptar fuentes alternativas no tradicionales de generación eléctrica, por lo que no es suficiente que una solución tecnológica innovadora en tal sentido sea técnica y financieramente viable. Es crucial que estas soluciones sean compatibles con el marco regulatorio del sector eléctrico del país.

Así pues, este documento pretende contribuir con el análisis y sistematización de las disposiciones regulatorias establecidas en cinco países de ALC, haciendo especial énfasis en los Incentivos y oportunidades que estas disposiciones establecen para el aprovechamiento energético del biogás producido por las PTAR.

Para ello, seleccionaron cinco países, geográficamente distribuidos entre Centro y Sur América, (Bolivia, Colombia y Perú, de la zona sur de la región y Costa Rica y México, de la zona norte y centro) en los que se asienta el 35% de los habitantes de la región —equivalente a un total de 229,5 millones de personas— y en los que se ha identificado previamente la existencia de 3.336 PTAR, las cuales utilizan una gama de tecnologías que cubren prácticamente todas aquellas empleadas en el tratamiento de aguas residuales en ALC y cuentan con una capacidad instalada cercana a los 300.000 l/s (Saravia Matus, y otros, 2022).

En este contexto, el segundo capítulo de este estudio analiza en detalle el marco regulatorio del sector eléctrico en relación con el aprovechamiento del biogás, buscando determinar si existe una voluntad política y disposiciones explícitas que favorezcan la adopción de tecnologías para generar energía eléctrica a partir del biogás. También se examinan los mecanismos de retribución que impulsan la adopción de estas tecnologías, destacando las principales características de las modalidades de retribución aplicables. El tercer capítulo se dedica a un análisis comparativo que examina las diferencias conceptuales entre los mecanismos de retribución de energías renovables identificados en cada uno de los países seleccionados. Por último, en el cuarto capítulo, se presentan las conclusiones resultantes de este ejercicio.

I. Oportunidades en el marco regulatorio para el aprovechamiento energético del biogás en las PTAR de los países seleccionados

A. Bolivia (Estado Plurinacional de)

1. Marco jurídico para la recuperación energética del biogás en PTAR

a) Regulación general en torno a la transición energética

El marco jurídico del sector en Bolivia evidencia una clara voluntad política para desarrollar las energías alternativas renovables. Desde su constitución política es evidente este compromiso, al declarar como fin y función esencial del Estado el promover y garantizar el aprovechamiento responsable y planificado de los recursos naturales y la conservación del medio ambiente¹; así como el desarrollar y promover formas de producción de energías alternativas compatibles con la conservación del ambiente².

Además, en las disposiciones de la Ley 300 de 15 de octubre de 2012, o “Ley marco de la madre tierra y desarrollo integral para vivir bien”, es evidente que se supeditan las “relaciones económicas” a la capacidad de regeneración de la tierra y se prescribe la necesidad de transformar la matriz energética del país, basada principalmente en la generación térmica e hidráulica, en una con mayor presencia de “fuentes renovables y más limpias” (artículo 15.2), a la vez que establece la necesidad de incorporar al Sistema Interconectado Nacional (SIN) “un porcentaje de generación de energía proveniente de fuentes de energías alternativas renovables”, que deberá ser “incrementado gradualmente de forma sostenida” (artículo 30).

Acogiendo lo anterior, el “Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia-2025” se propuso alcanzar un incremento sustancial de la producción de energía eléctrica a partir de centrales hidráulicas y de fuentes de energía alternativas (pasando del 33% de la producción en 2012 al 74% en 2025) en detrimento de la generación térmica (26%); mientras el Decreto Supremo 2048 de 2014 estableció el mecanismo de remuneración para la generación de electricidad a partir de energías alternativas.

¹ Constitución Política del Estado Plurinacional de Bolivia de 2009, artículo 9.

² *Ibíd.*, artículo 379.

Por todo ello, se puede concluir de manera razonable que existe una firme voluntad política en el Estado Plurinacional de Bolivia para promover el desarrollo de energías renovable. En segundo lugar, la generación de electricidad a partir del biogás de las PTAR es una tecnología encaja perfectamente con las restricciones que en términos de sostenibilidad establece la norma, pues garantiza que la velocidad de reposición de los componentes renovables de la madre tierra sea igual o mayor a su velocidad de agotamiento³.

b) Regulación general del sector eléctrico

De acuerdo con la Constitución del Estado Plurinacional de Bolivia, el acceso a las diferentes formas de energía es un derecho fundamental⁴. En su marco regulatorio, se garantiza a los sujetos del sector la posibilidad utilizar las redes de transmisión del SIN (sujeto al pago correspondiente)⁵ para el desarrollo de las actividades que les son propias⁶; y el no permitir “*el acceso abierto para el uso de sus instalaciones a un generador*” se configura en un causal de “*caducidad de concesiones y de revocatoria de licencias*”⁷.

Esta garantía de “acceso abierto” se reitera en el Reglamento de Concesiones, Licencias y Licencias Provisionales (RCLLP)⁸, en el Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME)⁹ y en el Reglamento de Precios y Tarifas (RPT), donde se consigna explícitamente la obligación que tienen los distribuidores “*de prestar el servicio de transporte en instalaciones de distribución, a otros agentes del mercado*” en términos de “*acceso abierto y no discriminatorio*”, previa suscripción de un contrato¹⁰.

Cabe destacar que para interconectarse al sistema de transmisión, las características de las nuevas instalaciones que quieran conectarse a la red *deben “ser compatibles con las características técnicas de las instalaciones existentes”*¹¹. Además, se deberá “*previamente cumplir con los requisitos necesarios que demuestren que están adecuados a la calidad del sistema*”. Para tal fin, existen unas normas operativas que describen “*los procedimientos y requisitos a cumplir para habilitar su conexión*”. Cabe destacar que estas normas diferencian entre generadores y autogeneradores, estando los primeros sometidos al cumplimiento de las normas operativas 11 y 30: “*Condiciones técnicas para la incorporación de nuevas Instalaciones al SIN*”¹² y “*Requisitos técnicos mínimos para proyectos de generación, transmisión y grandes consumidores*”¹³; y los segundos, sometidos a la *Norma Operativa 13: “Tratamiento de excedentes de energía de autoproduutores”*.

Por otro lado, la Ley 1604 de 1994 que regula las actividades de la industria eléctrica, incluido el aprovechamiento de aguas y otros recursos naturales renovables destinados a la producción de electricidad¹⁴, define la generación como el proceso físico de producción de energía eléctrica independientemente del tipo de central¹⁵. Para centrales de producción de electricidad conectadas en el SIN, esta generación consiste en la producción y venta de un bien intangible. Ahora bien, existen diferentes modalidades de generación. El generador por ejemplo es “*la Empresa Eléctrica, titular de una licencia, que ejerce la actividad de generación*”.

Por su parte, la autoproducción es aquella “*destinada al uso exclusivo del productor realizada por una persona individual o colectiva titular de una licencia*”¹⁶. Se encuentra regulada por la Norma Operativa N° 13: *Tratamiento de excedentes de energía de autoproduutores*” que establece entre otras, que la Potencia

³ Ley 300 de 15 de octubre de 2012, artículo 16.

⁴ Constitución Política del Estado, artículo 378.

⁵ Los sujetos del sector serán gravados por el uso de la red de acuerdo con la reglamentación vigente.

⁶ Ley 1604 del 21 de diciembre de 1994, artículo 17.

⁷ *Ibid.*, artículo 33.

⁸ Decreto Supremo 24043, artículos 2 y 22.

⁹ Decreto Supremo 26093, artículo 19.

¹⁰ Reglamento de Precios y Tarifas, artículo 41.

¹¹ Decreto Supremo 24711, artículo 14.

¹² AETN-25/2020.

¹³ AETN-670/2021.

¹⁴ Ley 1604 de 1994, artículo 5.

¹⁵ Ley 1604 de 1994, artículo 2.

¹⁶ *Ibid.*, artículo 2.

Asegurada¹⁷ de un autoprodutor “no podrá ser mayor que el 1% de la demanda máxima registrada en el SIN en el último período noviembre-octubre”, y la de todos los autoprodutores “no podrá ser mayor que el 2% de la demanda máxima registrada en el SIN en el último período noviembre-octubre”.

La figura de generación distribuida¹⁸ a su vez, se da en un sistema de generación descentralizado e instalado en el lugar de consumo, de pequeña a mediana escala, con fuentes *renovables*, conectada a la red de distribución a fin de inyectar a ella sus excedentes de generación. Las potencias instaladas de hasta 10 KW se clasifican como nanogeneración; aquellas superiores a 10 KW y hasta 50 kW, como micro generación, y las superiores a 50 kW¹⁹ y hasta 350 kW, como minigeneración²⁰.

También existen disposiciones diferenciadas respecto a las instalaciones de producción y autoproducción de energía con potencia nominal inferior a 2MW, pues no requerirán concesión ni licencia para su operación²¹.

Del anterior análisis se desprende que la generación eléctrica a partir de la recuperación del biogás de las PTAR tiene pleno encuadre en el marco legal actualmente vigente en Bolivia. Además, podría acogerse a las modalidades asociadas a las diferentes acepciones de ‘generación’, siempre y cuando, para el caso de la generación distribuida, la potencia nominal de la central no supere los 350 kW. Finalmente, las PTAR con potencia de generación nominal inferior a 2MW se verían beneficiadas con la reducción de sus costos de transacción, al verse eximidos de la obligación de solicitar concesión y licencia para operar.

2. Incentivos y modalidades de remuneración para la recuperación energética del biogás en PTAR

Según el artículo 49 de la Ley 1604, los precios de nodo para el suministro a las empresas de distribución deben ser aprobados semestralmente por la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN).

Sin embargo, considerando que la generación de energía eléctrica a partir de la recuperación del biogás de las PTAR quedaría englobada en el concepto de ‘generación de electricidad a partir de energías alternativas’ en el SIN; cada proyecto de energía generada en una PTAR tendrá un precio de generación de electricidad aprobado por el organismo regulador, el cual será asignado mediante la aplicación de un factor de adaptabilidad al precio de nodo de energía²².

Por otro lado, las PTAR podrían considerar la figura del autoprodutor como una opción factible para contribuir a la reducción de gases de efecto invernadero, al tiempo que reducen su factura energética. Esta modalidad retributiva está prevista y regulada por la “*Norma Operativa N.º 13: Tratamiento de excedentes de energía de autoprodutores*”, que define la autoproducción como una “*actividad marginal*” en el sector eléctrico. Con ello se califica la participación de los autoprodutores en el mercado como una “*actividad complementaria*”, limitada a la venta de sus excedentes de energía y siempre a través de contratos de suministro con un agente del mercado²³. Solo cuando la Potencia Media Disponible (PMD)²⁴ del autoprodutor sea mayor o igual que 20% de su capacidad efectiva²⁵, éste “(...) *podrá vender sus excedentes de energía y de potencia a través de un agente generador*”.

¹⁷ Es la potencia declarada por el Agente Generador, que considera limitaciones y/o restricciones en la conexión al SIN, misma que no podrá ser mayor a la diferencia entre el valor obtenido de la suma de las capacidades efectivas declaradas de las unidades de generación del Autoprodutor y su demanda máxima prevista para el periodo de disponibilidad.

¹⁸ Decreto Supremo 4477 de 2021, artículo 2.

¹⁹ De acuerdo con el Decreto Supremo 447 y la Resolución AETN 344/2021, un generador conectado al SIN cuya potencia se presente por encima de los 50 kW, indefectiblemente debería estar conectado a media tensión.

²⁰ *Ibid.*, artículo 3.

²¹ Decreto Supremo 24043 de 1995, artículo 4.

²² Decreto Supremo 2048 de 2014, artículo 2.

²³ De acuerdo con el Decreto Supremo 26093, artículo primero del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME), son agentes del mercado los “Distribuidores, Generadores y Transmisores que operan en el Sistema Interconectado Nacional” y los “Consumidores No Regulados habilitados por la Superintendencia”.

²⁴ Según la Resolución AETN 215/2021, Norma Operativa 13, la PMD es “la potencia excedente de un autoprodutor que puede ser ofertada a un agente durante el período de disponibilidad”.

²⁵ De acuerdo con el mismo artículo primero del ROME, capacidad efectiva es la “potencia máxima que una Unidad Generadora es capaz de suministrar a la red bajo las condiciones de temperatura y presión atmosférica del sitio en que está instalada”.

A su vez, la retribución para la generación distribuida se regiría por las pautas establecidas en la Resolución AETN 488/2022. Esta resolución establece los generadores distribuidos con demandas mensuales de energía superiores a los 750 KWh, el distribuidor recibirá su compensación “mediante la valorización de la energía inyectada, aplicando un precio igual al Precio de Nodo de Energía ponderado vigente en el Sistema Interconectado Nacional (SIN)”. Por otro lado, la energía consumida se calculará mediante “la aplicación de los cargos de la estructura tarifaria correspondiente a la categoría de consumo del mes de facturación”. A partir de este proceso, el importe de la energía mensual a facturar se determinará restando el valor de la energía inyectada al valor de la energía consumida.

Finalmente, la retribución de la generación distribuida se sujetaría a lo que dispone la Resolución AETN 488/2022. En el caso de generadores distribuidos con demandas superiores a 750 KWh²⁶, la retribución del distribuidor se efectúa “mediante la valorización de la energía inyectada aplicando un precio igual al Precio de Nodo de Energía ponderado vigente en el SIN”. A su vez, la energía consumida será valorada mediante “la aplicación de los cargos de la estructura tarifaria correspondiente a la categoría de consumo del mes de facturación”. A partir de aquí, el importe de la energía mensual a facturar será el resultante de sustraer al valor de la energía consumida, el valor de la energía inyectada.

En el caso de generadores distribuidos con demandas inferiores, la remuneración mensual se obtiene de la diferencia entre la cantidad de energía consumida mensual de la red del distribuidor y la cantidad de energía inyectada mensual. La energía resultante se valoriza a partir de los cargos de energía de la estructura tarifaria correspondiente a la categoría de consumo del mes de facturación.

B. Colombia

1. Marco jurídico para la recuperación energética del biogás en PTAR

La Constitución Política de la República de Colombia del año 1991²⁷ sentó las bases para iniciar la transición de un sistema eléctrico de propiedad estatal a uno liberalizado, en que el Estado se reservaba principalmente el papel de regulación, control y vigilancia. El nuevo marco regulatorio que reestructuró el sector se creó en 1994, con la expedición de las leyes 142 (Ley de Servicios Públicos Domiciliarios) y 143 (Ley de Electricidad). La Ley 142 estableció el régimen y los criterios para la prestación del servicio público de energía eléctrica; y la Ley 143, el régimen de las actividades del sector, que incluyen generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad.

Entre otras disposiciones, estas normas establecen el diseño institucional del sector eléctrico, otorgando al Ministerio de Minas y Energía (MME) el rol de entidad rectora. Paralelamente, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) se responsabiliza de la regulación económica, mientras que la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) supervisa y controla las condiciones de prestación del servicio. También se asignan funciones a otras agencias del sector²⁸.

El marco legal actualmente vigente en Colombia para la generación eléctrica a partir de fuentes de energía renovable se sustenta principalmente en las leyes 142 y 143 de 1994, ya mencionadas; la Ley 697 de 2001, la Ley 1715 de 2014 y la Ley 2099 de 2021. A continuación, se analizan las leyes vigentes haciendo especial énfasis en las disposiciones asociadas a la promoción de la generación de energías renovables, a fin de determinar la posibilidad jurídica de generar energía eléctrica a partir la recuperación del biogás de las PTAR en Colombia.

²⁶ En la Resolución AETN 343/2021, en su punto quinto, se identifican dos tipos de categorías de generación distribuida. La primera (apartado 5.1) es aquella definida como “Categorías domiciliarias de pequeña demanda con consumos hasta 500 kWh”. La segunda (apartado 5.2) es la definida como “Categorías domiciliarias de pequeña demanda con consumos superiores a 500 kWh y resto de categorías”. La retribución de la energía inyectada a estas dos categorías es sustancialmente diferente.

²⁷ Artículo 365.

²⁸ La Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) y el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas no Interconectadas (IPSE), ambas entidades adscritas al MME, se ocupan del planeamiento energético y la promoción de la electrificación rural, respectivamente. Por otra parte, la autoridad nacional encargada de velar por la protección de la competencia es la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC).

a) Regulación general en torno a la transición energética

La Ley 697 de 2001, conocida como la “Ley de Energías no Convencionales,” junto con sus decretos reglamentarios, marcaron un punto de partida para la promoción de las energías no convencionales en Colombia.

Esta ley definió las fuentes no convencionales de energía como aquellas que, a nivel global, son ambientalmente sostenibles pero que, en el contexto nacional, no se utilizan o se emplean de manera limitada y no se comercializan ampliamente, citando ejemplos como la biomasa. A partir de esta ley, se estableció el “Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y Otras Formas de Energía no Convencionales” (PROURE), que tiene como uno de sus objetivos principales promover el uso de energías no convencionales²⁹. Además, la ley anticipó la creación de incentivos y la formulación de directrices para impulsar y fomentar el desarrollo de estas fuentes de energía no tradicionales³⁰.

Con la promulgación de la Ley 1715 de 2014 “*por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional*” se dio inicio a una nueva fase de desarrollo para las energías no convencionales. Su objeto se centró en el estímulo e incentivo al desarrollo y la utilización de las llamadas *fuentes no convencionales de energía* (FNCE), principalmente aquellas de carácter *renovable* (FNCER)³¹, declarándolo un asunto de utilidad pública e interés social³². Nótese que, entre otras cosas, estableció una diferenciación entre las fuentes no convencionales de energía y las fuentes no convencionales de energía renovable³³.

Además, establece el marco legal y los instrumentos para promover el aprovechamiento de las FNCER y dispuso de mecanismos para la promoción de la *autogeneración de electricidad* a pequeña y gran escala³⁴, así como para la *generación distribuida de electricidad*³⁵ a partir de FNCE³⁶. Dentro de estos mecanismos se destaca:

- Se permitió la entrega de excedentes de energía a las redes de transporte y distribución una vez que las necesidades de consumo propio están cubiertas.
- Para los autogeneradores a pequeña escala que utilizan FNCER, los excedentes entregados a la red de distribución se consideran créditos de energía que pueden ser negociados con terceros. Además, se permiten medidores bidireccionales de bajo costo y procedimientos simplificados de conexión y entrega de excedentes.
- En cuanto a la generación distribuida, la venta de esta energía se remunera considerando sus beneficios para el sistema de distribución, como la reducción de pérdidas y la extensión de la vida útil de los activos de distribución, así como la provisión de energía reactiva.
- En su capítulo de incentivos a la inversión en proyectos de FNCE, la Ley 1715 establece cuatro diferentes beneficios, a saber: una deducción especial en el impuesto sobre la renta³⁷,

²⁹ Artículos 4 y 5, *ibíd.*

³⁰ Artículos 7 a 10, *ibíd.*

³¹ Artículo 1, Ley 1715 de 2014.

³² Artículo 4, *ibíd.*

³³ Artículo 5, *ibíd.*

³⁴ La autogeneración se define como la actividad de producción de energía eléctrica realizada por personas naturales o jurídicas con la finalidad principal de atender sus propias necesidades. La división entre autogeneración a grande o a pequeña escala se basa en que se supere o no, respectivamente, el límite de potencia máxima establecido a tal fin por la UPME (Artículo 5, Ley 1715 de 2014).

³⁵ La generación distribuida se define como la producción de energía eléctrica llevada a cabo cerca de los centros de consumo, conectada a un sistema de distribución local (Artículo 5, Ley 1715 de 2014).

³⁶ Artículo 8, Ley 1715 de 2014.

³⁷ Los obligados a declarar tienen derecho a deducir el 50% de la inversión realizada, en un período no mayor de quince años contados a partir del año gravable siguiente al en que haya entrado en operación la inversión. La deducción no podrá superar el 50% de la renta líquida antes de restar el valor de la inversión, y se precisará certificación del proyecto por la UPME (Artículo 11, Ley 1715 de 2014).

la exclusión del IVA de bienes y servicios³⁸, la exención de gravámenes arancelarios³⁹ y la depreciación acelerada de activos⁴⁰, que estarán vigentes durante treinta años contados a partir del 1.º de julio de 2021⁴¹.

Adicionalmente, la Ley 2099 de 2021, además de realizar numerosas modificaciones y adiciones a la Ley 1715 de 2014, habilitó al MME para que fomente el desarrollo e investigación de productos energéticos de origen orgánico y renovable con el fin de expedir la regulación que permita incluirlos dentro de la matriz energética nacional.

Finalmente, si bien las normas anotadas anteriormente no hacen referencia específica a la generación de energía eléctrica a partir de la recuperación del biogás de las plantas de tratamiento de aguas residuales (PTAR), esta fuente de generación se entiende incluida dentro de la energía de la biomasa, definida como "energía obtenida a partir de aquella fuente no convencional de energía renovable que se basa en la degradación espontánea o inducida de cualquier tipo de materia orgánica (...) que no contiene o haya estado en contacto con trazas de elementos que confieren algún grado de peligrisidad"⁴².

En resumen, la generación de electricidad a partir de la recuperación del biogás de las PTAR se encuentra plenamente respaldada por el marco legal vigente en Colombia.

b) Regulación general del sector eléctrico

La Ley 142 de 1994 postula el principio de libertad de acceso a la red. A este tenor, expresa que el Estado intervendrá en los servicios públicos para crear mecanismos que garanticen a los usuarios su acceso a ellos de acuerdo con el principio de neutralidad, para asegurar que no exista ninguna práctica discriminatoria en la prestación de estos servicios⁴³.

En este sentido, las comisiones de regulación podrán exigir que haya posibilidad de interconexión y de homologación técnica de las redes si es indispensable para proteger a los usuarios, para garantizar la calidad del servicio o para promover la competencia⁴⁴. También establece que las entidades gubernamentales que presten servicios públicos están obligadas a facilitar el acceso e interconexión a los bienes empleados para la organización y prestación de los servicios a otras empresas o entidades que prestan servicios públicos y a los grandes usuarios de ellos⁴⁵. Las empresas propietarias de redes de interconexión, transmisión y distribución tienen el deber de permitir la conexión y acceso de las empresas eléctricas, de otras empresas generadoras y de los usuarios que lo soliciten, siempre que estos cumplan las normas y satisfagan las retribuciones correspondientes^{46 47}.

³⁸ La exclusión del IVA aplica a los bienes y servicios adquiridos, ya sea nacionalmente o importados, para el desarrollo de proyectos de generación con FNCE, precisándose para ello certificación del proyecto por la UPME (Artículo 12, Ley 1715 de 2014).

³⁹ Las importaciones de maquinaria, equipos, materiales e insumos que no sean producidos por la industria nacional y se destinen a la inversión y reinversión en proyectos de generación a partir de FNCE estarán exentas del pago de derechos arancelarios. Esta exención deberá solicitarse con un mínimo de quince días hábiles antes de proceder a la importación y estar conforme con la documentación del proyecto avalada en la certificación emitida por la UPME (Artículo 13, Ley 1715 de 2014).

⁴⁰ La depreciación acelerada se aplica a las maquinarias, equipos y obras civiles necesarios para la preinversión, inversión y operación de los proyectos de generación a partir de FNCE. No podrá excederse una tasa anual de depreciación del 33.33%, y se precisará certificación del proyecto por la UPME (Artículo 11, Ley 1715 de 2014).

⁴¹ Artículo 14-1, *ibid.*

⁴² Artículo 5, *ibid.*

⁴³ Ley 142 de 1994, artículos 2.8 y 3.9.

⁴⁴ *Ibid.*, artículo 28.

⁴⁵ *Ibid.*, artículo 11.6.

⁴⁶ *Ibid.*, artículo 170.

⁴⁷ Según la Resolución CREG 25 de 1995 (mejor conocida como Código de Redes), para que los usuarios tengan derecho de acceder a la red deben firmar con los transportadores un contrato de conexión en el que se especificarán tanto los aspectos concernientes a la conexión y uso de la red, como los de carácter administrativo, técnico y económico. El Código de Redes incluye el anexo Código de Conexión, que define los requisitos técnicos mínimos que deben cumplir los usuarios para su conexión al Sistema de Transmisión Nacional (STN). También es aplicable a este respecto la Resolución CREG 75 de 2021 que contiene las disposiciones y procedimientos para la asignación de capacidad de transporte en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

En caso de que la conexión se realice a un Sistema de Transmisión Regional (STR) o a un Sistema de Distribución Local (SDL), deben cumplirse las disposiciones de la Resolución CREG 75 de 2021 y CREG 70 de 1998, que establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica.

En lo que concierne a los autogeneradores, la Resolución CREG 174 de 2021 regula la conexión de la autogeneración a gran escala (con capacidad superior a 1 MW y menor a 5 MW), así como la conexión de la autogeneración a pequeña escala, además del procedimiento de conexión de la generación distribuida.

Con igual propósito se expresa la Ley 143 de 1994, que impone a las empresas propietarias la obligación de permitir la conexión y acceso a sus redes⁴⁸. Por tanto, queda claro que el marco legal del sector eléctrico permite el acceso a la red cuando los interesados cumplan con las disposiciones del organismo regulador.

2. Incentivos y modalidades de remuneración para la recuperación energética del biogás en PTAR

A la luz del marco normativo expuesto anteriormente, las PTAR que capturan el biogás generado en el proceso de tratamiento de aguas residuales, pueden desarrollar la actividad de generación de energía acogidos a las siguientes figuras: generación de energía eléctrica, autogeneración de energía eléctrica y generación distribuida de energía eléctrica.

La actividad de generación de energía eléctrica se considera un servicio público, y el generador puede, a partir de cierta capacidad instalada, realizar en el Mercado de Energía Mayorista (MEM) las transacciones de venta de la energía producida, bien en la bolsa de energía o bien mediante contratos bilaterales, quedando sometidas a despacho central⁴⁹. El despacho central es obligatorio para las plantas con capacidad a partir de 20 MW⁵⁰, potestativo para aquellas con capacidad entre 1 MW y 20 MW y no es permitido para aquellas con capacidad inferior a 1 MW⁵¹.

En ese orden de ideas, mediante la generación despachada centralmente en modalidad libre (venta en bolsa de energía) el generador no suministra una cantidad fija de energía, sino que efectúa transacciones hora a hora en la bolsa de energía del MME, por cantidades y precios que se determinan por el libre juego de la oferta y la demanda⁵². El precio resultante en la bolsa de energía en una hora dada será el ofertado por la planta marginal no restringida despachada para atender la demanda en esa hora, calculado según los procedimientos del Reglamento de Operación⁵³.

Por otro lado, en la generación despachada centralmente en modalidad regulada se suscribe un contrato bilateral de compra de energía entre el generador y un comercializador o un usuario no regulado⁵⁴ en el que se garantiza el suministro de una cantidad fija de energía durante un horario y un período dados⁵⁵ a un precio libremente pactado entre las partes⁵⁶.

En cuanto a las plantas con capacidad inferior a 1 MW⁵⁷, al no poder participar del mercado mayorista, la energía deberá ser despachada directamente a:

- Una comercializadora que atiende mercado regulado, participando en las convocatorias públicas que abran estas empresas.
- Usuarios No Regulados, Generadores, o Comercializadores que destinen dicha energía a la atención exclusiva de Usuarios No Regulados. La venta se realiza a precios pactados libremente.

⁴⁸ Ley 143 de 1994, artículo 30.

⁴⁹ La Resolución 55 de 1994 de la CREG define el 'despacho central' como el proceso de planeación, programación, supervisión y control de la operación integrada del SIN, realizado por el Centro Nacional de Despacho siguiendo el Reglamento de Operación, el Código de Redes y los acuerdos del Consejo Nacional de Operación.

⁵⁰ Resolución 55 de 1994 de la CREG, artículo 4.

⁵¹ Resolución 86 de 1996 de la CREG, artículo 3.

⁵² Ley 143 de 1994, artículo 31a.

⁵³ Resolución 55 de 1994 de la CREG, artículo 14.

⁵⁴ La Resolución 122 de 2003 de la CREG define el usuario no regulado como aquel con demanda máxima superior a un valor en MWh o consumo mensual mínimo de energía en MWh por instalación legalizada determinados por la CREG, cuya energía es utilizada en un mismo predio o en predios contiguos y sus compras de electricidad se realizan a precios acordados libremente con el vendedor. Actualmente estos límites son 0.1 MW y 55 MWh-mes.

⁵⁵ Ley 143 de 1994, artículo 31b.

⁵⁶ *Ibid.*, artículo 42.

⁵⁷ Resolución 86 de 1996 de la CREG, artículo 3.

Por otra parte, la Resolución 40590 de 2019 del MME implementó un mecanismo adicional en forma de subasta⁵⁸ la cual resulta en contratos de energía a largo plazo, en el que se fija el suministro de una determinada cantidad durante un período de entre 10 y 20 años⁵⁹. Bajo este mecanismo la subasta se adjudica con base en un criterio de optimización, que selecciona la combinación de ofertas que maximiza el beneficio del consumidor y cuya metodología se hace pública una vez finalizado el proceso⁶⁰. Dispone también que no se requiere que las plantas estén en operación al momento de la subasta, y que únicamente se permite participar en ella a los proyectos de FNCER con capacidad a partir de 5 MW que se acojan a despacho centralizado durante la duración del contrato⁶¹.

Por otro lado, la autogeneración eléctrica no se califica como servicio público, puesto que su finalidad principal no es la venta de energía a terceros sino el autoabastecimiento de la demanda propia del generador. Las plantas a partir de 1 MW de capacidad se consideran de autogeneración a gran escala, y las de capacidad inferior lo son de autogeneración a pequeña escala⁶².

El Decreto 2469 de 2014, que fijó los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración, estableció que debía existir simetría en las condiciones de participación en el mercado mayorista entre los generadores y los autogeneradores a gran escala⁶³, y que la energía excedente podía ser superior en cualquier porcentaje al valor del consumo propio⁶⁴. La Resolución 24 de 2015 reguló la actividad de autogeneración a gran escala en el SIN, y prescribió que en caso de entrega de excedentes a la red, el autogenerador debe ser representado por un agente generador o comercializador en el mercado mayorista, con el que puede acordar libremente las condiciones de representación.

Respecto a la autogeneración a pequeña escala, debe destacarse que la Resolución 174 de 2021 prevé la revisión de la remuneración de estas instalaciones —reconocida en la Ley 1715 de 2014 en la forma de créditos de energía— cuando la cantidad de energía anual utilizada para crédito de energía en un mercado de comercialización supere el 4% de la demanda comercial regulada anual de ese mercado⁶⁵. Los autogeneradores entonces pueden comercializar sus excedentes de energía de la siguiente manera:

- Autogeneración a gran escala con capacidad superior a 20 MW. Aplican las mismas condiciones que a la generación despachada centralmente⁶⁶.
- Autogeneración a gran escala con capacidad inferior a 20 MW. Aplican las mismas condiciones que a la generación no despachada centralmente, salvo en los casos en que se cuenta con capacidad superior a 1 MW y se opte por acceder al Despacho Central⁶⁷.
- Autogeneración a pequeña escala que vende su energía a generadores o a comercializadores que la destinan en exclusiva a usuarios no regulados. En este caso, los precios son pactados libremente entre las partes⁶⁸.
- Autogeneración a pequeña escala que vende su energía al mismo comercializador que atiende su consumo y que la destina en exclusiva a usuarios regulados. En esta modalidad, los excedentes acumulados que igualan la importación de energía del autogenerador se reconocerán como créditos de energía, y lo que exceda esta cantidad se valorará al precio de bolsa horario⁶⁹.

⁵⁸ Resolución 40590 de 2019 del MME, artículo 7.

⁵⁹ *Ibid.*, artículo 8.

⁶⁰ Resolución 40590 de 2019 del MME, artículo 24.

⁶¹ *Ibid.*, artículo 30.

⁶² Resolución 281 de 2015 de la CREG, artículo 1.

⁶³ Artículo 1.

⁶⁴ Artículo 4.

⁶⁵ Resolución 174 de 2021 de la CREG, artículo 4.

⁶⁶ Resolución 24 de 2015 de la CREG, artículo 12.

⁶⁷ *Ibid.*, artículo 12.

⁶⁸ Resolución 174 de 2021 de la CREG, artículo 23.

⁶⁹ *Ibid.*

Finalmente, la generación distribuida se considera un servicio público, por lo cual le es aplicable la misma regulación que a los agentes generadores, con la sola excepción de los procedimientos de conexión y comercialización, que se rigen por la Resolución 174 de 2021. Esta norma define la actividad de generación distribuida como la que realizan las plantas con capacidad instalada menor que 1MW ubicadas cerca de los centros de consumo y conectadas al SDL⁷⁰.

Su retribución económica es igual a la retribución definida para generadores con capacidades inferiores a 1 MW, no obstante, contempla una alternativa adicional, esto es, el generador distribuido podrá vender su energía directamente al comercializador integrado con el operador de red. En esta modalidad, el comercializador estará obligado a comprar la energía al precio de bolsa más un monto reconocido por los beneficios a los que el generador distribuido contribuye en su red de distribución local, a causa de su ubicación cercana a los centros de consumo⁷¹.

C. Costa Rica

1. Marco jurídico para la recuperación energética del biogás en PTAR

El marco institucional del sector eléctrico en Costa Rica lo conforman tres instituciones. Por una parte, el Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) es responsable de trazar las políticas y las directrices del planeamiento del sector. Por otra parte, la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), institución pública con autonomía técnica y administrativa, regula y fiscaliza la adecuada prestación del servicio eléctrico y fija las tarifas según el principio de "servicio al costo" (que considera sólo los costos necesarios, con criterios de eficiencia, y permite una retribución competitiva). Se suma a ellas la empresa pública Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), responsable de asegurar el suministro eléctrico nacional, y en tal sentido actúa en todos los eslabones de la cadena de suministro. El ICE y su subsidiaria Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) se integran actualmente en el grupo ICE.

A continuación, se analiza la regulación vigente focalizada en la promoción de la generación eléctrica con fuentes renovables, a fin de presentar inicialmente una panorámica general de esta cuestión que permita después determinar la posibilidad de generar energía eléctrica a partir de la recuperación del biogás de las PTAR en Costa Rica.

a) Regulación general en torno a la transición energética

En Costa Rica la generación de electricidad por empresas privadas debe efectuarse siempre a partir de fuentes renovables⁷², y el marco legal que rige actualmente tal actividad se sustenta principalmente en las siguientes normas: Ley 7200 de 1990 (para empresas privadas y cooperativas de electrificación rural), Ley 8345 de 2003 (para cooperativas de electrificación rural y empresas de servicios públicos municipales), Ley 8723 de 2009 (para la generación hidroeléctrica por empresas privadas), Norma Técnica AR-NT-POASEN de 2014 (que ha devenido en el cuerpo regulatorio central del sector eléctrico), Decreto 39220 de 2015 (para la generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables en su modalidad de medición neta sencilla), y Ley 22009 de 2021 (sobre recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables), de muy reciente aprobación y pendiente de desarrollo.

Puntualmente, la norma técnica Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional (AR-NT-POASEN) de la ARESEP establece la forma en que se planeará, desarrollará y operará el SEN, así como las condiciones técnicas, comerciales y tarifarias para conectarse al sistema.

En esta norma se definen como fuentes de energía renovables aquellas sujetas a un proceso de reposición natural y que están disponibles en el medio ambiente inmediato, y se cita, entre ellas,

⁷⁰ Resolución 174 de 2021 de la CREG, artículo 3.

⁷¹ *Ibíd.*, artículo 22b.

⁷² Significativamente, el 98,71% de la demanda de electricidad en Costa Rica en 2020 se cubrió con fuentes renovables; particularmente, el 69,52% con generación hidroeléctrica. Boletín CENCE 2020.

la *biomasa*⁷³. Se declara como uno de los objetivos fundamentales de la planeación y la operación integrada de los recursos de generación y transmisión del SEN, la maximización de la generación a partir de fuentes renovables⁷⁴. También se establece que la red de transmisión deberá planearse para ser flexible, robusta y adaptada para incorporar la mayor cantidad de generación a partir de fuentes de energía renovables⁷⁵; y en el planeamiento de la generación se considerará el máximo aprovechamiento de estos recursos⁷⁶.

b) Regulación general del sector eléctrico

En Costa Rica, los proveedores del servicio público de energía eléctrica en las fases de generación, transmisión, distribución y comercialización están obligados a permitir el acceso al servicio sin discriminación a quienes lo soliciten dentro de su ámbito de operación^{77,78}. Además, salvo por impedimento técnico, cualquier concesionario del servicio público de distribución y comercialización de electricidad debe facilitar la interconexión a la infraestructura de su propiedad a otros actores del sector eléctrico que cuenten con la debida autorización.⁷⁹ En otras palabras, se considera que el acceso al SEN está garantizado cuando se cumplen con las regulaciones, normativas y procedimientos establecidos por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP)⁸⁰.

A este respecto, la regulación dispone que para que la interconexión⁸¹ y el libre acceso al SEN se materialice, el interesado debe firmar un contrato de conexión con el ICE y la empresa de transmisión o de distribución que corresponda, en el que se establezcan las condiciones y requisitos técnicos y comerciales para el acceso, supervisión y operación⁸². Para el caso de los esquemas de generación distribuida, es necesaria la suscripción de un contrato de interconexión entre la empresa distribuidora y el productor-consumidor, según modelo establecido por el MINAE⁸³.

Por otro lado, la Ley 7200 de 1990 define la generación autónoma o paralela como la producción eléctrica de centrales de capacidad limitada pertenecientes a empresas privadas o cooperativas⁸⁴ que puedan ser integradas al SEN⁸⁵. Las centrales de capacidad limitada a que alude esta ley son hidroeléctricas y aquellas no convencionales que no superen los 20 MW⁸⁶. Se consideran fuentes no convencionales de energía las que no utilicen como elemento básico los hidrocarburos, el carbón mineral o el agua⁸⁷.

Para que se declare de interés público la compra por el ICE de los excedentes de electricidad de las empresas privadas y cooperativas⁸⁸ a una tarifa fijada por la ARESEP⁸⁹, al menos el 35% del capital social debe pertenecer a ciudadanos costarricenses⁹⁰. La ARESEP podrá otorgarles concesiones de explotación

⁷³ Norma Técnica AR-NT-POASEN de 2014, artículo 3.

⁷⁴ *Ibid.*, artículo 7.

⁷⁵ *Ibid.*, artículo 21.

⁷⁶ *Ibid.*, artículo 22.

⁷⁷ Ley 7593 de 1996, artículo 14.

⁷⁸ Será causal de revocación de la concesión o el permiso para la prestación del servicio público la discriminación de un determinado grupo, sector, clase o consumidor individual en el otorgamiento del servicio público (Ley 7593 de 1996, artículo 41).

⁷⁹ Decreto Ejecutivo 30065 de 2001, artículo 34.

⁸⁰ Norma Técnica AR-NT-POASEN de 2014, artículo 29.

⁸¹ La Resolución RE-0143-JD-2021 de 11 de mayo de 2021, incluye los requisitos que deben cumplir aquellas instalaciones de generación con capacidad instalada a partir de 1 MW para acceder a las conexiones al SEN, excluyéndose de tal previsión expresamente la generación distribuida con medición neta sencilla (Resolución RE-0143-JD-2021 de 2021, procedimiento 9).

⁸² Decreto Ejecutivo 30065 de 2001, artículo 34; Decreto Ejecutivo 37124 de 2012, artículo 19; Norma Técnica AR-NT-POASEN de 2014, artículo 34.

⁸³ Decreto Ejecutivo 39220 de 2015, artículo 25.

⁸⁴ En Costa Rica existen cuatro cooperativas de electrificación rural, que brindan a sus asociados suministro eléctrico sin ánimo de lucro en zonas rurales. Actualmente se integran en el consorcio cooperativo Coneléctricas R.L.

⁸⁵ Ley 7200 de 1990, artículo 1. Se excluye de las disposiciones de esta ley la energía eléctrica proveniente del procesamiento de desechos sólidos municipales, que podrá ser adquirida por el ICE o la CNFL con ajuste a las tarifas aprobadas por la ARESEP.

⁸⁶ *Ibid.*, artículo 2.

⁸⁷ *Ibid.*, artículo 4.

⁸⁸ *Ibid.*, artículo 15.

⁸⁹ *Ibid.*, artículo 14.

⁹⁰ *Ibid.*, artículo 3.

que no superen los veinte años⁹¹ (veinticinco para las hidráulicas)⁹² prorrogables. Para obtener esta concesión es requisito previo una declaración de elegibilidad por el ICE⁹³ que no se producirá si la potencia acumulada de generación autónoma o paralela supera el 15% de la potencia del SEN⁹⁴. La concesión también requiere de la aprobación del MINAE de un estudio de impacto ambiental⁹⁵ y una vez obtenida precisa de una garantía económica variable durante la construcción y la operación de la central⁹⁶.

Esta norma también incorpora en su capítulo II un segundo régimen, denominado "Compra de Energía Bajo Régimen de Competencia"⁹⁷ que pretende incentivar la participación del sector privado en la generación eléctrica. Dispone que para las centrales hidráulicas y no convencionales de propiedad privada se eleva el límite de compra por el ICE hasta el 30% de la energía total del SEN. La potencia instalada de estas centrales también se incrementa hasta 50 MW⁹⁸. El precio de compra de la energía se determina mediante un proceso competitivo de licitación pública⁹⁹, con contratos de compra de hasta veinte años de duración, tras los cuales la central en operación debe traspasarse al ICE libre de costo y gravámenes¹⁰⁰.

No obstante, dado que esta norma no estableció disposiciones sobre el otorgamiento de concesiones a privados para la generación hidroeléctrica; la Ley 8723 del 2009 se encargó de subsanar este vacío jurídico, autorizando al MINAE para otorgar las concesiones¹⁰¹ respetando para ello los respectivos límites de potencia máxima de la central y participación en el SEN fijados por la Ley 7200 para la generación autónoma o paralela y la compra de energía bajo régimen de competencia. Para potencias superiores, la concesión es otorgada por la Asamblea Legislativa. Se exceptúan de estos límites las solicitudes de autoconsumo¹⁰².

En el caso de las cooperativas de electrificación rural y las empresas de servicios públicos municipales, la Ley 8345 de 2003 declaró de interés público las actividades de generación, distribución y comercialización de electricidad a partir de fuentes renovables y no renovables, llevadas a cabo por ellas. Además, estableció el marco legal que regula su participación en dichas actividades¹⁰³. Entre otras, las integra al SEN¹⁰⁴, las faculta para vender energía a los usuarios en su área de concesión¹⁰⁵ y para vender sus excedentes al ICE o entre sí mismas¹⁰⁶. Las concesiones para generación hidráulica que no exceda los 60 MW de capacidad son otorgadas por el MINAE¹⁰⁷. En el caso de potencias superiores se requiere autorización legislativa especial¹⁰⁸.

En Costa Rica también se identifica un marco regulatorio que promueve la participación de pequeños productores en el mercado de generación. Entre otras, la Norma Técnica AR-NT-POASEN de 2014 define en su artículo 3 la figura del abonado productor o productor consumidor como la persona física o jurídica que ha suscrito un contrato para el aprovechamiento de la energía eléctrica y que también produce electricidad a partir de fuentes renovables, exclusivamente para suplir sus necesidades de energía eléctrica en el mismo sitio donde la genera.

⁹¹ *Ibid.*, artículo 5.

⁹² Artículo 7, Ley 258 de 1941.

⁹³ Ley 7200 de 1990, artículo 6.

⁹⁴ *Ibid.*, artículo 7.

⁹⁵ *Ibid.*, artículo 8.

⁹⁶ *Ibid.*, artículo 11.

⁹⁷ Introducido por la Ley 7508 de 1995, de reformas de la ley que autoriza la generación autónoma o paralela, 7200 de 1990.

⁹⁸ Ley 7200 de 1990, artículo 20.

⁹⁹ *Ibid.*, artículo 21.

¹⁰⁰ *Ibid.*, artículo 22.

¹⁰¹ Las solicitudes de concesión presentadas al MINAE deben acompañarse de un estudio de impacto ambiental aprobado (Ley 8723 de 2009, artículo 4) y las concesiones otorgadas por el MINAE tendrán una vigencia de hasta veinticinco años desde la entrada en operación (*Ibid.*, artículo 5) renovables por un período igual (*Ibid.*, artículo 6).

¹⁰² Ley 8723 de 2009, artículo 2.

¹⁰³ Ley 8345 de 2003, artículo 3.

¹⁰⁴ *Ibid.*, artículo 5.

¹⁰⁵ *Ibid.*, artículo 6.

¹⁰⁶ *Ibid.*, artículo 9.

¹⁰⁷ Las solicitudes de concesión presentadas al MINAE deben acompañarse de un estudio de impacto ambiental aprobado (Ley 8345 de 2003, artículo 12) y las concesiones otorgadas por el MINAE tendrán una vigencia de hasta veinte años desde la entrada en operación, renovables por un período igual (Ley 8345 de 2003, artículo 13).

¹⁰⁸ Norma Técnica AR-NT-POASEN de 2014, artículo 11.

Además, incorpora varias previsiones relativas a la generación distribuida para autoconsumo. Por ejemplo, exige de la regulación de la ARESEP al productor consumidor no interconectado a la red de distribución. A su vez, definen dos modalidades¹⁰⁹ para la interconexión a la red: la medición neta sencilla y la medición neta completa. Mientras que la primera funciona bajo el concepto de depósito y devolución de energía (no es considerada servicio público y está regulada por el MINAE¹¹⁰ y no por la ARESEP¹¹¹), en la segunda es posible la venta de excedentes de energía (sí se considera servicio público y se rige por las leyes 7200 y 7593 y sus reformas, y por la regulación técnica y tarifaria de la ARESEP¹¹²).

Finalmente, la Ley 22009 estableció la regulación para la integración, el acceso, instalación, conexión, interacción y control de recursos energéticos distribuidos basados en fuentes renovables¹¹³. Allí definen al generador distribuido como la persona física o jurídica que posee y opera un sistema de generación distribuida para autoconsumo a pequeña escala, a partir de fuentes de energía renovables, en las modalidades de operación con entrega de excedentes a la red o sin ella, y también de operación en isla¹¹⁴. En la modalidad de operación con entrega de excedentes, las empresas distribuidoras podrán comprar excedentes de energía a los generadores distribuidos de su zona de competencia territorial, aunque no están obligadas a ello¹¹⁵.

Del análisis expuesto se desprende que la generación eléctrica a partir de la recuperación del biogás de las PTAR tiene pleno encuadre en el marco legal actualmente vigente en Costa Rica.

2. Incentivos y modalidades de remuneración para la recuperación energética del biogás en PTAR

En el caso de plantas privadas de generación eléctrica a partir de la recuperación del biogás de las PTAR, el análisis del marco legal revela que estas plantas podrían acogerse a las siguientes figuras para la retribución económica de la energía generada: plantas reguladas por el capítulo I de la Ley 7200 de 1990, plantas reguladas por el capítulo II de la Ley 7200 de 1990 y plantas de generación distribuida para autoconsumo con medición neta completa¹¹⁶.

En cuanto a las plantas de generación distribuida para autoconsumo sin interconexión a la red y con medición neta sencilla, se debe tener en cuenta que bajo este mecanismo los generadores no reciben retribución económica. En el primer caso, esto se debe a la falta de interconexión con la red. En el segundo caso, el mecanismo opera únicamente como un sistema de acumulación y des acumulación de la energía generada en la red de distribución. De esta forma, el productor-consumidor puede inyectar en la red de distribución la energía no consumida y retirar hasta el 49% de la energía total generada, para su uso en el mismo mes o en meses subsiguientes dentro de un período anual¹¹⁷.

Ya entrando en materia, en lo que respecta a la retribución económica en la modalidad de generación autónoma o paralela, el marco normativo establece que el ICE podrá suscribir contratos de compra¹¹⁸ de la energía eléctrica *excedentaria* de estas plantas, con tarifas fijadas por la ARESEP¹¹⁹ y por una duración máxima de veinte años, que podrán ser prorrogados. Entre los criterios de selección de proyectos se encuentra el valor ofrecido por el productor para la energía¹²⁰, que deberá respetar los rangos fijados

¹⁰⁹ *Ibid.*, artículo 124.

¹¹⁰ Aunque en lo que atañe a su interacción con la red de distribución estará sujeta a la regulación de la ARESEP (Norma Técnica AR-NT-POASEN de 2014, artículo 25).

¹¹¹ *Ibid.*, artículo 125.

¹¹² *Ibid.*, artículo 126.

¹¹³ Ley 22009 de 2021, artículo 1.

¹¹⁴ Se excluye expresamente de esta definición a los generadores de energía eléctrica autónoma o paralela amparados por la Ley 7200 (Ley 22009, artículo 2).

¹¹⁵ *Ibid.*, artículo 12.

¹¹⁶ Reguladas por la norma técnica AR-NT-POASEN de 2014 y la Ley 7200 de 1990.

¹¹⁷ Decreto 39220 de 2015, artículo 34.

¹¹⁸ Ley 7200 de 1990, artículo 13.

¹¹⁹ *Ibid.*, artículo 14.

¹²⁰ Decreto Ejecutivo 37124 de 2012, artículo 9.

en la tarifa vigente de la ARESEP. Si el productor resulta seleccionado, el ICE comprará la energía al precio propuesto por él, y en el contrato suscrito se hará constar la fórmula para su actualización, que se sustentará únicamente en el reconocimiento de las variaciones de los costos de explotación. En cualquier caso, el precio de compra de la energía, una vez actualizado, deberá ajustarse a los límites de la tarifa vigente de la ARESEP¹²¹.

En cuanto a la modalidad de compra de energía bajo régimen de competencia del capítulo II de la Ley 7200, la contratación tiene lugar mediante un procedimiento de licitación pública con competencia de precios de venta¹²². Finalmente, en lo que respecta a la modalidad de generación distribuida para autoconsumo (con medición neta completa) la Ley 10086 del 2023 establece que las empresas distribuidoras podrán comprar la energía procedente de la modalidad de entrega de excedentes¹²³, aunque sin estar obligadas a ello. Los instrumentos regulatorios para la fijación de precios serán fijados por la ARESEP¹²⁴.

D. México

1. Marco jurídico para la recuperación energética del biogás en PTAR

a) Regulación general en torno a la transición energética

Existen en el ordenamiento jurídico de México evidencias notables que permiten vislumbrar una posición favorable a la decisión de generar energía eléctrica a partir de la recuperación del biogás, y en concreto del metano. Entre ellas, quizás la más notable es la expresada en la Ley General del Cambio Climático (LGCC).

Esta norma incluye entre las acciones a desarrollar para cumplir su propósito, la mitigación de la emisión de metano proveniente de residuos urbanos; y la producción de electricidad a partir de metano se alinea plenamente con dicho objetivo de mitigación. Para ser precisos, dentro del Título Cuarto de esta ley, donde se define la política nacional de cambio climático de México, el Capítulo III enumera y desarrolla las acciones encaminadas a mitigar dicho cambio. Entre estas acciones, el artículo 34 de la ley establece que las diferentes administraciones públicas, en el ámbito de su competencia, tienen la obligación de diseñar y elaborar políticas y acciones de mitigación en diferentes sectores. Entre estas acciones y sectores (sección IV) se encuentra la *“Reducción de emisiones en el sector residuos”* (artículo 34, sección IV, apartado a) y en concreto establece la necesidad de: *“desarrollar acciones y promover el desarrollo y la instalación de infraestructura para minimizar y valorizar los residuos, así como para reducir y evitar las emisiones de metano provenientes de los residuos sólidos urbanos”*.

Así pues, uno de los objetivos de la LGCC es desarrollar una infraestructura capaz de valorizar los residuos urbanos y mitigar la emisión de metano; infraestructura en la que se podría englobar la producción de electricidad a partir del metano de las PTAR.

Pero no solamente eso. En el artículo 82, la LGCC identifica “la eliminación o aprovechamiento de emisiones fugitivas de metano” como un factor al que hay que destinar recursos para el “desarrollo y ejecución de acciones de mitigación de emisiones conforme a las prioridades de la Estrategia Nacional, el Programa y los programas de las Entidades Federativas en materia de cambio climático”. En igual sentido, ya para el 2018, en el apartado ‘Artículos Transitorios’, la ley establecía en el artículo tercero que cuando fuera viable se “implementaría la tecnología para la generación de energía eléctrica a partir de las emisiones de gas metano” por parte de “los municipios, en coordinación con las Entidades Federativas y demás instancias administrativas y financieras y con el apoyo técnico de la Secretaría de Desarrollo Social”.

¹²¹ *Ibid.*, artículo 21.

¹²² Ley 7200 de 1990, artículo 21.

¹²³ Artículo 12.

¹²⁴ Artículo 6.

Esta voluntad de promover la mitigación y reducción de emisiones de efecto invernadero se traduce en la postulación de un conjunto de objetivos. En los artículos transitorios segundo y tercero se declara que México se “*compromete a reducir de manera no condicionada un veintidós por ciento sus emisiones de gases de efecto invernadero y un cincuenta y uno por ciento sus emisiones de carbono negro al año 2030 con respecto a la línea base*”. Para el caso, el sector de los residuos tiene asignada una contribución a la reducción no condicionada del 28%.

Más aun, propone la norma como objetivo que la “la generación eléctrica proveniente de fuentes de energía limpias alcance por lo menos 35 por ciento para el año 2024” y que se constituya “un sistema de incentivos que promueva y permita hacer rentable la generación de electricidad a través de energías renovables”.

Con el propósito de apoyar “el objetivo de la Ley General de Cambio Climático”¹²⁵ y promover “el aprovechamiento energético de recursos renovables y de los residuos” nació la Ley de Transición Energética (LTE) (artículo 2.º). Esta ley, en su “Título Cuarto, del financiamiento y la inversión para la transición energética”, crea los Certificados de Energías Limpias como uno de los mecanismos para “fomentar el crecimiento de energías limpias a que se refiere la presente ley y en los términos establecidos en la Ley de la Industria Eléctrica” (artículo 68). Todo ello sin detrimento de que puedan evaluarse otros mecanismos legales y de incentivos tales como “el porteo tipo estampilla postal, el acceso garantizado a la red eléctrica y al despacho de energía, el banqueo de energía, el reconocimiento de la capacidad efectiva aportada al sistema y la contabilización de externalidades, en términos que sean compatibles con las reglas de mercado”¹²⁶ (artículo 66).

Además, en aras “de incentivar la inversión para la generación de energía eléctrica con energías limpias y alcanzar el cumplimiento de las metas país en materia de energías limpias”, el artículo 65 de la LTE establece las líneas generales que deberá cumplir la legislación, a saber:

- “Garantizar el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a las redes de transmisión y distribución, para las centrales eléctricas, incluyendo las energías limpias, de conformidad con lo establecido en la Ley de la Industria Eléctrica”;
- “Ofrecer certeza jurídica a nuevas inversiones”;
- “Promover... el uso de nuevas tecnologías en la operación de las redes de transmisión y distribución para permitir mayor penetración de las energías limpias...”

b) Regulación general del sector eléctrico

La Ley del sector eléctrico, conocida como la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), tiene como objetivo principal “(...) *regular la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica y las demás actividades de la industria eléctrica (...)*” y garantizar “(...) *el cumplimiento de las obligaciones de servicio público y universal, de energías limpias y de reducción de emisiones contaminantes (...)*” (LIE, artículo 1.º).

La generación de electricidad es una de las diversas actividades contempladas en la LIE (Artículo 2). La ley define “*energías limpias*” como aquellas fuentes de energía y procesos de generación eléctrica cuyas emisiones o residuos, en caso de que existan, no superen los límites establecidos en las regulaciones correspondientes. Además, es altamente destacable que entre las energías limpias se define e identifica de manera expresa la “*energía generada a partir de la utilización del metano y otros gases asociados en sitios de disposición de residuos, granjas pecuarias y plantas de tratamiento de aguas residuales, entre otros*”.

Por lo tanto, no solo no hay impedimentos para la producción de energía eléctrica a través de la recuperación del biogás de las PTAR, sino que se considera como una fuente de energía limpia. Esto permite que esté sujeta a los mecanismos de promoción y fomento establecidos en la LTE, implementados en

¹²⁵ Relacionada con las metas de reducción de emisiones de gases y compuestos de efecto invernadero y de generación de electricidad provenientes de fuentes de energía limpia

¹²⁶ Reglas de mercado a las que se refiere la Ley de la Industria Eléctrica.

la LIE y sus marcos de desarrollo, lo que implica que las PTAR que recuperan metano pueden optar por diversas formas de remuneración, que varían según las características de su infraestructura y la figura de generador¹²⁷ seleccionada.

A este respecto, resulta necesario destacar que cualquier generador en representación de una central eléctrica interconectada al SEN requiere para el efecto estar vinculado a él por un contrato de interconexión (LIE, artículo 18). Por ser la generación una actividad realizada en libre competencia, el disponer de acceso y conexión a la red es vital para garantizar la competitividad del sector eléctrico en México.

En este sentido, la LIE en su articulado establece un conjunto de garantías para velar por el libre acceso de las centrales eléctricas a la red, entre las que se destaca, la obligación que tienen distribuidores y transportistas de permitir el acceso y la conexión a sus redes de las centrales eléctricas que lo soliciten en condiciones objetivas para el acceso y la conexión y solamente los limiten en situaciones técnicamente inviables (artículo 33)¹²⁸.

Además, en el artículo 27 se determina que la Comisión Reguladora de Energía (CRE) establecerá las condiciones generales para la prestación del servicio de transporte y distribución, entre las cuales está definir los "criterios, requisitos y publicidad para ofrecer el acceso abierto y no debidamente discriminatorio" a las redes. A su vez, el artículo 33 obliga al Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) a: "Definir las especificaciones técnicas generales requeridas para realizar las interconexiones y conexiones" y "las características específicas de la infraestructura requerida para realizar la interconexión o conexión, a solicitud del representante de la Central Eléctrica o del Centro de Carga".

2. Incentivos y modalidades de remuneración para la recuperación energética del biogás en PTAR

Para instalaciones de generación con una capacidad igual o superior a 0,5 MW, se requiere un permiso otorgado por la CRE (Artículo 17 de la LIE). En este caso, se puede participar en varios segmentos del mercado eléctrico, incluyendo el mercado mayorista, el mercado de balance de potencia, el mercado de Certificados de Energías Limpias (CEL) y el abasto aislado.

En el mercado mayorista de electricidad una instalación de generación de energía eléctrica a partir de la recuperación del biogás de las PTAR derivaría sus ingresos principalmente de la energía negociada en el mercado de corto plazo y por concepto de los CEL. En el primer caso, hay que considerar que el mercado de corto plazo es un mercado marginalista en el cual el mérito de oferta de venta es el principal factor para decidirse por esta opción.

En cuanto al ingreso por concepto de CEL, opera como un complemento retributivo para los generadores de energías limpias. Por cada MWh generado por dichos activos, éstos reciben un CEL. Este certificado puede ser vendido a los participantes obligados acudiendo a un conjunto de mecanismos económicos (artículos 121 a 129 de la LIE).

Para aquellos que deseen minimizar el riesgo asociado a la variabilidad de los precios del mercado eléctrico mayorista, el marco legal actual permite la celebración de contratos bilaterales en los que se acuerda el precio de venta de la energía y otros productos, como los CEL.

¹²⁷ En términos generales, el generador es definido en la ley como el "titular de uno o varios permisos para generar electricidad en centrales eléctricas, o bien, el titular de un contrato de participante del mercado que representa en el mercado eléctrico mayorista a dichas centrales o, con la autorización de la CRE, a las centrales eléctricas ubicadas en el extranjero" (artículo 3, fracción XXIV).

¹²⁸ El artículo 34 dispone que las "Reglas de Mercado establecerán criterios para que el CENACE defina las características específicas de la infraestructura requerida, mecanismos para establecer la prelación de solicitudes y procedimientos para llevar a cabo el análisis conjunto de las solicitudes que afecten una misma región del país". Estos criterios están definidos en las Bases del Mercado Eléctrico y desarrollados por la CENACE en los acuerdos de 2016 "Acuerdo por el que se emite el Manual de Interconexión de Centrales de Generación con capacidad menor que 0,5 MW" y 2018 "Acuerdo por el que se emite el Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga" que contienen los manuales de conexión de centrales eléctricas .

Por último, el abasto aislado se define en el artículo 22 de la LIE como “la generación o importación de energía eléctrica para la satisfacción de necesidades propias o para la exportación, sin transmitir dicha energía por la Red Nacional de Transmisión o por las Redes Generales de Distribución”. En ese orden de ideas, una PTAR también puede destinar parte de su producción a la prestación de un servicio de suministro aislado, y su operación puede ser considerada como generador o usuario¹²⁹.

Tal como establece la LIE, en esta modalidad las centrales eléctricas pueden estar conectadas a la red de transporte o de distribución y destinar toda o parte de su generación para el abasto aislado, con lo cual los centros de consumo pueden ver satisfechas todas o parte de sus necesidades. Esto implica que estas centrales eléctricas pueden vender o comprar la energía (excedentaria o deficitaria) siempre y cuando exista un contrato de interconexión y se sujeten a las reglas del mercado (artículos 23 y 24).

Finalmente, si la capacidad de generación es inferior a 0,5 MW, el activo se clasifica como generador exento y no requiere un permiso para generar electricidad. Según lo estipula la LIE, puede utilizar su generación para el suministro aislado o vender su energía y productos relacionados a un proveedor (artículo 20).

E. Perú

1. Marco jurídico para la recuperación energética del biogás en PTAR

a) Regulación general en torno a la transición energética

La Ley 30754 del 2018, conocida como la Ley Marco sobre Cambio Climático (LMCC) es la norma a partir de la cual se dictaron una serie de disposiciones generales en torno a la adaptación y mitigación al cambio climático en el Perú.

Aunque esta ley, en su artículo 16, orienta el desarrollo programas orientados a la “reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero” y al “cambio progresivo hacia una matriz energética basada en energías renovables y limpias” como medidas de mitigación del cambio climático; ni la ley ni su reglamento establecen una conexión explícita entre estas medidas y la generación de energía eléctrica a partir de la recuperación del biogás.

Esta omisión en relación a la generación de energía eléctrica a partir de la recuperación del biogás también se refleja en la Resolución 096-2021 del Ministerio del Ambiente, mediante la cual se aprobó el “Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático del Perú...”. En dicho plan, solo se menciona que el vertimiento de aguas residuales domésticas y residuales se considera “la principal causa de la contaminación hídrica en Perú”.

No obstante, el Decreto Supremo 064-2010-EM¹³⁰ considera claramente la promoción de la generación de energía eléctrica generada a partir de residuos sólidos y líquidos como un elemento clave para “desarrollar un sector energético con mínimo impacto ambiental y bajas emisiones de carbono en un marco de Desarrollo Sostenible”. Además, como se muestra en el cuadro 1 este enfoque de desarrollo podría contribuir a la consecución de los diversos objetivos de la Política Energética Nacional del Perú (PENP).

Cuadro 1

Alineación de la generación de energía eléctrica a partir de la recuperación del biogás de las PTAR con la PENP

Objetivo	Acción coincidente
Objetivo 1. Contar con una matriz energética diversificada, con énfasis en las fuentes renovables y la eficiencia energética.	Promover el uso intensivo y eficiente de las fuentes de energía renovables convencionales y no convencionales; así como la generación distribuida.

¹²⁹ Ya sea de Suministro Básico, Suministro Cualificado o Calificado Participante del Mercado.

¹³⁰ Por el cual se aprueba la Política Energética Nacional del Perú.

Objetivo	Acción coincidente
Objetivo 5. Lograr la autosuficiencia en la producción de energéticos.	Promover la producción de energía con base en los recursos energéticos disponibles en las regiones del país.
	Incentivar las actividades de exploración y explotación de recursos energéticos en un marco económico que permita incrementar la producción de energía nacional.

Fuente: Elaboración propia con base en PENP.

Por lo tanto, aunque no se aborda explícitamente, es posible argumentar que existe una voluntad política en el marco legal de Perú que sugiere una sensibilidad hacia la generación de energía eléctrica a partir de la recuperación del biogás en las PTAR.

b) Regulación general del sector eléctrico

El acceso a la red eléctrica nacional está garantizado en la legislación peruana gracias a diversas leyes, reglamentos y decretos supremos, especialmente a través de los artículos 33 y 34 de la Ley de Concesiones Eléctricas. Según estos artículos, los transportistas y distribuidores de electricidad tienen la obligación de poner a disposición de terceros sus infraestructuras con el propósito de facilitar dicho acceso.

En ese orden de ideas, los generadores que deseen inyectar su energía en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) a través de instalaciones pertenecientes al Sistema Complementario de Transmisión deben llegar a acuerdos sobre las condiciones de acceso con el titular de estas instalaciones, siempre dentro de la capacidad disponible de la instalación¹³¹. Si, a pesar de haber capacidad disponible, se deniega el acceso al generador, OSINERGMIN emitirá un mandato de conexión.

En el caso de las redes de transmisión, el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) dispone el procedimiento técnico de Ingreso, modificación y retiro de Instalaciones en el SEIN. En el caso del acceso a una red de distribución, el artículo 22 del Decreto Supremo 012-2011-EM establece la obligación que tiene el distribuidor de facilitar un punto de conexión¹³² a su red a un generador de recursos energéticos renovables (RER) que se lo solicite, en un plazo no mayor de sesenta días. En ambos casos, en los eventos en que se presenten *discrepancias que dificulten o limiten el acceso del usuario a las redes tanto del Sistema Secundario de Transmisión como del Sistema de Distribución serán resueltas por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN)*¹³³.

Por otro lado, un generador, según el artículo 1 de la Ley 28832 es aquel *“titular de una concesión o autorización de generación. En la generación se incluye la cogeneración y la generación distribuida”*¹³⁴. La Ley de Concesiones Eléctricas por su parte reconoce la generación de energía eléctrica como una actividad que puede ser desarrollada por personas físicas o jurídicas, ya sean nacionales o extranjeras (artículo 1). A su vez, el artículo 3 del Decreto Legislativo 1002 reconoce que la energía proveniente de la biomasa se constituye en un RER, por lo que la instalación para generar energía eléctrica a partir de la recuperación del biogás de las PTAR podría operar sin la necesidad de obtener una licencia de concesión definitiva, excepto cuando la instalación tenga una potencia nominal superior a 500KW (artículo 3).

Así pues, la actividad de generación de electricidad en las PTAR a partir del biogás es perfectamente legal y reconocida por el marco regulatorio del sector eléctrico peruano. Es más, en función de la solución técnica propuesta, y al amparo de la Ley 28832 (Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica), la central podría también *“acogerse”* a la figura de generador distribuido¹³⁵. Con ello estaría beneficiándose de las condiciones establecidas en la Disposición Complementaria Octava de la Ley 28832 destinadas a promover la generación distribuida y la cogeneración.

¹³¹ Decreto Supremo 027-2007-EM, artículo 11.

¹³² Con base en criterios técnicos y económicos, que permite una estimación completa de los costos implicados.

¹³³ Ley 28832, artículo 62.

¹³⁴ Según la misma norma, la generación distribuida corresponde a una *“instalación de generación con capacidad no mayor a la señalada en el reglamento, conectada directamente a las redes de un concesionario de distribución eléctrica”*.

¹³⁵ Ley 28832, artículo 1. *“Instalación de generación con capacidad no mayor a la señalada en el reglamento, conectada directamente a las redes de un concesionario de distribución eléctrica”*.

2. Incentivos y modalidades de remuneración para la recuperación energética del biogás en PTAR

Como cualquier otro generador de energía eléctrica, las PTAR podrían optar por vender su electricidad producida por el biogás acudiendo a diferentes modalidades, cumpliendo para ello con las normas regulatorias a ellas asociadas¹³⁶. En primer lugar, podrían decidir vender la electricidad en el mercado de corto plazo, en el que podrían adquirir dicha electricidad otros generadores, o distribuidores que atiendan a sus usuarios libres, y también los grandes usuarios libres. En este caso el precio estaría en función del coste marginal de corto plazo¹³⁷.

Otra opción para ellas sería destinar su generación al suministro regulado, lo cual implicaría la venta de su electricidad a un distribuidor de servicio público. En tal caso, esta venta podría realizarse mediante contrato resultante de una licitación, o sin él¹³⁸. En el primer supuesto, el OSINERGMIN establecería un precio máximo para la adjudicación de los contratos, que sólo se haría público en el caso de que no hubiera ofertas suficientes; y el precio que percibiría la PTAR sería el resultante de la licitación. En el segundo supuesto, es decir, si no existiera licitación, el precio que percibiría no podría ser superior a los precios en barra¹³⁹.

Es importante destacar que el marco regulatorio también faculta a los usuarios libres para agruparse o realizar consorcios para la convocatoria de licitaciones con el objeto garantizar el suministro futuro de sus demandas¹⁴⁰, lo que representa otra opción de venta de la energía generada por las PTAR.

Ahora bien, dado que a partir del aprovechamiento del biogás de una PTAR se generarían recursos energéticos renovables¹⁴¹, la generación eléctrica de las PTAR a partir de la recuperación del biogás tendría prioridad en el despacho diario de carga realizado por el COES, ya que se le asignaría un costo variable de producción igual a cero¹⁴². Con ello se aseguran la inyección de su producción a la red y el cobro de la electricidad a precio de mercado, que a su vez será complementado con una prima hasta garantizar la tarifa de adjudicación asignada al activo. Es decir, siempre, cuando el precio de mercado no supere el valor de la tarifa de adjudicación que posea el activo, éste deberá ser complementado con una prima, lo que representa un ingreso garantizado para el activo de origen renovable.

La garantía del cabal cumplimiento de los objetivos de energía de RER en el mix energético de Perú se sustenta en el Decreto Supremo 012-2011-EM, que concibe un mecanismo de subasta el cual, por un lado, establece cuál es la cuantía de energía necesaria en dicha subasta y su composición por tipo de tecnología de origen renovable; y por otro lado, prescribe cómo se asignará dicha energía con base en el orden de mérito de las ofertas que no hayan superado el valor de la tarifa base¹⁴³. El valor de la oferta que resulte adjudicada devengará la tarifa de adjudicación¹⁴⁴ que será aplicada durante la vida útil regulatoria de la instalación. Los ingresos por energía y potencia del generador de RER se ajustarán a lo dispuesto por los artículos 19 y 20¹⁴⁵. A su vez, el cálculo de la prima que se aplicará al activo energético de manera mensual tendrá en cuenta todos estos ingresos, conforme lo establece el artículo 4 de la Resolución OSINERGMIN N° 001-2010-OS-CD.

¹³⁶ La retribución de la generación eléctrica se basa en las previsiones de la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento (Decreto Supremo 009-93-EM), la Ley 28832 y el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad (Decreto Supremo 026-2016-EM).

¹³⁷ Ley 28832, artículo 11.

¹³⁸ Ley 28832, artículo 3.

¹³⁹ El cálculo de los precios de barra se determina en el Decreto Ley 25844, artículo 47.

¹⁴⁰ Ley 28832, artículo 4.

¹⁴¹ La generación de recursos energéticos renovables dispone de un marco regulatorio propio como son el Decreto Legislativo 1002; el Decreto Supremo 012-2011-EM (reglamento de la generación de electricidad con energías renovables); y la Resolución OSINERGMIN 001-2010-OS-CD, que aprueba el procedimiento de cálculo de la prima para la generación de electricidad con recursos energéticos renovables.

¹⁴² Decreto Legislativo 1002, artículo 5.

¹⁴³ *Ibid.*, artículo 1: "Es la tarifa para efectos de la subasta, calculada por OSINERGMIN por tipo de tecnología de generación con RER, considerando la tasa prevista en el artículo 79 de la LCE".

¹⁴⁴ *Ibid.*, artículo 1. "Es la oferta de precio monómico del Adjudicatario en US\$/MWh. Esta tarifa se le garantiza a cada Adjudicatario por las Inyecciones Netas de Energía hasta el límite de su Energía Adjudicada".

¹⁴⁵ El artículo 20 *ibid.* establece que los activos acogidos tienen derecho al cobro de ingresos por potencia conforme lo dispuesto por los artículos 109 y 110 del Reglamento de la ley de Concesiones Eléctricas.

Finalmente, un activo de generación eléctrica a partir de la recuperación del biogás de las PTAR podría decidir acogerse a la modalidad retributiva como generador distribuido. Gracias a la Ley 28832 y a la definición que en ella se hace de las medidas “*para la promoción de la generación distribuida y la cogeneración*”¹⁴⁶, sería posible para dicho activo optar por la “*venta de sus excedentes no contratados de energía al mercado de corto plazo*”.

Esta opción de venta de excedentes, tal como establece el Decreto Legislativo 1221 en su artículo 2, es para “*usuarios del servicio público de electricidad*” que dispongan de un activo de “*generación eléctrica renovable no convencional*”, que podrían utilizar para su propio consumo la energía generada por su activo e inyectar a la red de distribución los posibles excedentes. No obstante, la concreción efectiva de las previsiones de este artículo 2 depende de la expedición de un reglamento específico para la generación distribuida. Si bien es cierto que existe un Proyecto de Reglamento de Generación Distribuida, en el momento de escribir estas líneas tal proyecto no ha sido aprobado aún.

¹⁴⁶ Ley 28832, disposición complementaria final octava.

II. Análisis comparativo de los mecanismos de retribución definidos en los marcos regulatorios

A partir del análisis realizado hasta este punto, es evidente que los diversos marcos legales vigentes en cada país establecen sistemas de compensación que varían según la escala de operación del generador. Por lo tanto, resulta esencial considerar el potencial energético que poseen las PTAR para obtener una visión integral de los mecanismos a los que podrían acogerse en la región.

De acuerdo con estimaciones de potencial de generación eléctrica en PTAR de ALC, realizadas por Saravia Matus et al. (2022), las plantas con capacidades de tratamiento entre los 250 l/s y los 4.000 l/s podrían generar una potencia que varía desde 1,2 MW hasta 2,8 MW. En el caso de PTAR de mayor envergadura, como la PTAR Aguas Claras en Medellín (con una capacidad instalada de 6.500 l/s) y las PTAR Agua Prieta (con una capacidad instalada de 8.500 l/s) y Atotonilco de Tula en México (con capacidad para tratar una media de 35.000 l/s), se registra que generan una potencia de 5 MW (EPM, 2023), 10 MW (Ramírez, Medrano y Escobedo, 2020) y 23 MW (Aleman et al., 2019) respectivamente.

Cuadro 2
Potencia de generación de la PTAR en función de la tecnología de tratamiento empleada y la capacidad instalada de tratamiento
(En MW)

Tipo de tratamiento	Tecnología	Capacidad instalada hasta:				
		250 l/s	500 l/s	1.000 l/s	2.000 l/s	4.000 l/s
Aerobia	Lodos Activados Convencionales	177	354	709	1 417	2 835
	Zanjonés de oxidación	148	295	591	1 181	2 362
	Filtro Percolador	128	256	512	1 024	2 047
	Aireación extendida y aireación extendida con desnitrificación	118	236	472	945	1 890
Anaerobia	Reactor anaerobio de flujo ascendente	551	1 102	2 205	NA	NA
	Lagunas anaerobias	378	756	1 512	NA	NA

Fuente: Elaboración propia a partir de Saravia Matus, y otros (2022). Estos cálculos consideran una descarga promedio de 150 litros por habitante al día, con una concentración de DBO₅ de 280 mg/l.

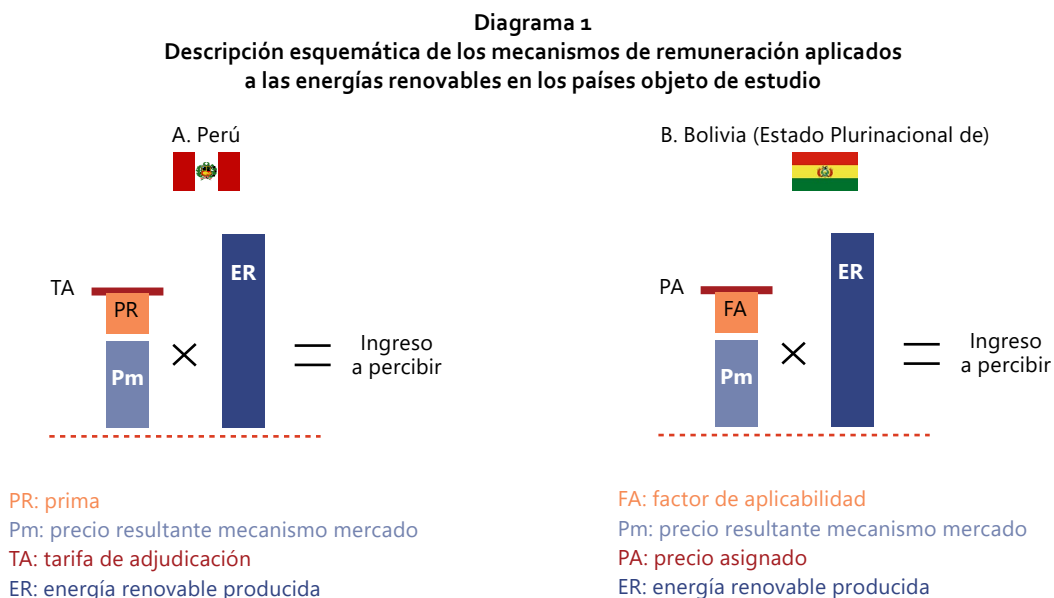
Con esto en mente, es evidente que el análisis siguiente debe enfocarse en la generación de energía eléctrica con capacidades inferiores a los 20 MW, considerando que, a pesar de que la PTAR Atotonilco de Tula presenta un potencial de generación superior, se trata de un caso excepcional en la región, siendo la planta más grande en operación en ALC.

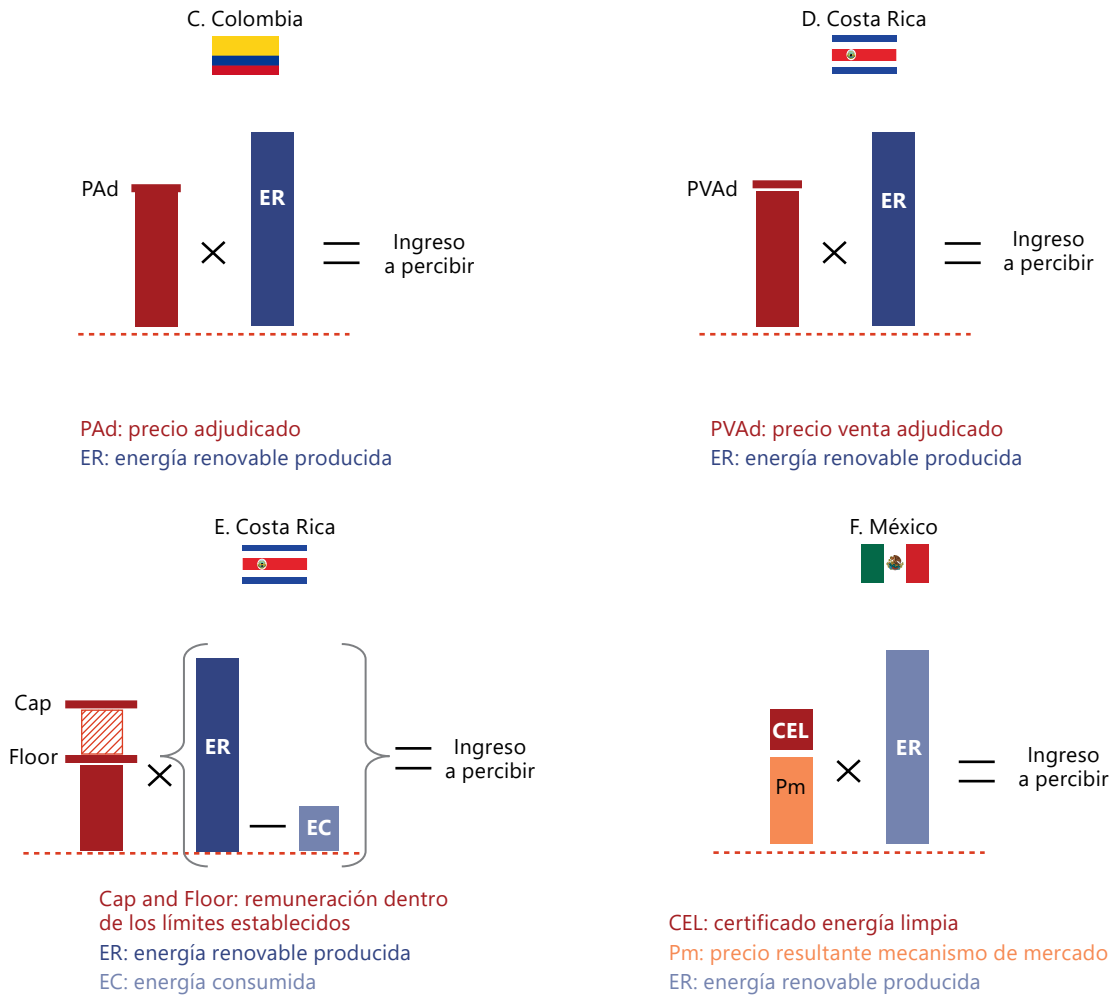
Por consiguiente, tras el detallado análisis de los marcos legales que regulan el sector eléctrico en cada país y un examen minucioso de las normativas que rigen la generación de energía eléctrica y su compensación realizado en los capítulos previos; este capítulo se enfoca en un análisis conceptual y comparativo de las diversas formas de retribución a los generadores de energía renovable, especialmente en el contexto de las PTAR que aprovechan el biogás generado en sus operaciones. Este análisis se centra particularmente en dos tipos de mecanismos: los relacionados con la producción de energía renovable y los asociados con la autoproducción de energía renovable.

A. Mecanismos retributivos asociados a la producción de energías renovables

En este capítulo, se realiza un análisis conceptual de las modalidades de compensación diseñadas para fomentar la “producción de energías renovables”. Para llevar a cabo este análisis, se ha elaborado el diagrama 1, que enumera las características principales de las diversas modalidades de retribución. La columna de la izquierda representa el mecanismo de compensación aplicado a la energía renovable generada por el activo, mientras que la columna de la derecha muestra el tratamiento de esta energía. El producto de las cantidades representadas en cada columna corresponde a los ingresos generados por el activo energético.

Un aspecto común entre los países analizados es la búsqueda de la “bancabilidad” en los mecanismos de promoción de las energías renovables. Esto implica que los países intentan establecer un valor predecible para la energía producida por estas fuentes, ya sea mediante i) Un sobreprecio, complemento o prima adicional al precio de asignación definido a través de mecanismos de mercado o por el regulador; o ii) mediante una asignación directa. De esta manera, el inversor puede contar con una garantía mínima de ingresos que reduzca la volatilidad y el riesgo del proyecto.





Fuente: Elaboración propia.

Entre los países que emplean el primer mecanismo, se destaca por ejemplo que en Perú se paga un precio de mercado, que se complementa con una prima hasta garantizar la taifa de adjudicación asignada al activo. En Bolivia, el precio nodo de energía se ajusta por un factor de aplicabilidad aprobado por el regulador.

En cuanto al segundo mecanismo, debe destacarse que en Colombia, por ejemplo, los agentes comercializadores del Mercado de Energía Mayorista deben comprar entre el 8 y el 10% de su energía de fuentes no convencionales renovables¹⁴⁷. Por lo tanto, el mecanismo para asignar precios consiste en una subasta independiente para los generadores de energías no convencionales renovables, con potencias superiores a 5 MW. En Costa Rica, el mecanismo también se basa en una subasta pública en la que solo participan generadores de energías renovables.

Un caso diferente es el de México, que ha optado por una compensación basada únicamente en un mecanismo competitivo, es decir, el precio resultante del mercado, complementado por una bonificación asociada a los certificados de energía limpia. Aunque este mecanismo puede parecer similar a los descritos anteriormente, se diferencia principalmente en que no garantiza un ingreso mínimo para el generador a lo largo de la vida útil del proyecto, ya que el valor de los certificados de energía limpia resulta de un proceso competitivo en el que se asignan periódicamente nuevos precios.

¹⁴⁷ Ley 1955 de 2019, artículo 296.

Por último, otra característica destacada en este análisis en relación con la adopción de energías renovables y su regulación es la utilización de mecanismos de subasta y licitaciones de la potencia a instalar por parte de los activos de energía renovable. Esto indica un claro esfuerzo en los países analizados por evitar un crecimiento descontrolado de activos de energía renovable, que podría resultar en un aumento de los costos del sistema eléctrico y, en última instancia, en un encarecimiento del suministro eléctrico para los usuarios finales. Esta actitud probablemente se basa en la experiencia de varios países europeos que experimentaron un rápido aumento en el número de activos de energía renovable en un corto período de tiempo, lo que inicialmente resultó en un encarecimiento del suministro eléctrico y, finalmente, en una marcada desaceleración en la promoción de las energías renovables.

Finalmente, a la luz del análisis realizado, no se puede afirmar que alguno de estos mecanismos de compensación sea intrínsecamente superior a los demás; aunque debe anotarse que el mecanismo adoptado por México introduce un mayor nivel de incertidumbre en torno a los beneficios esperados del generador, en contraste con los adoptados por los otros países. No obstante, es razonable suponer que la rentabilidad de las instalaciones depende en gran medida de la configuración de los parámetros y las condiciones de aplicación de estos mecanismos.

B. Mecanismos retributivos asociados a la autoproducción y a la generación distribuida de energías renovables

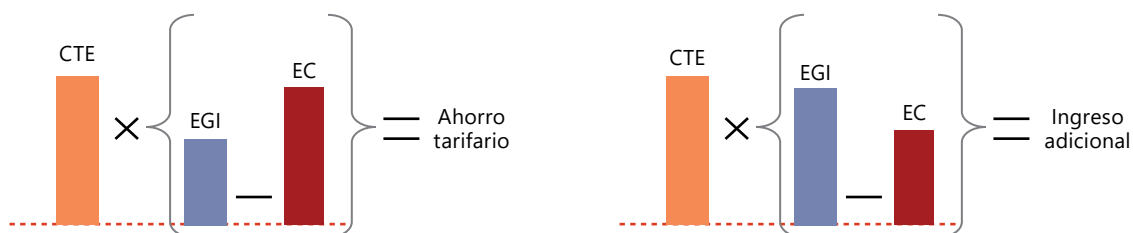
La remuneración de la autoproducción, en la mayoría de los casos fundamentada en la inyección a la red de la energía que, aunque generada para uso propio, resulta excedentaria. Se identifican en los marcos regulatorios dos modalidades. La generación distribuida, es la primera de estas dos modalidades. Este concepto, está asociado a instalaciones de autogeneración de energía a partir de fuentes renovables, que, al tener condiciones de proximidad a centros de consumo dentro del sistema de distribución, y estar conectadas a la red de distribución, tienen la capacidad de inyectar los excedentes o la totalidad de la energía en ella. Normalmente, se ha dispuesto la existencia de límites de potencia aplicables a las instalaciones de GD, con máximos que van desde 350 KW en Bolivia, pasando por 500 KW en México y 1 MW en Colombia. Es importante señalar que, aunque en la actualidad no existe un reglamento de generación distribuida aprobado en el Perú, se tomará en cuenta el proyecto de reglamento para los efectos de este análisis.

Diagrama 2
Descripción esquemática de los mecanismos de remuneración de la GD y la autoproducción aplicados en Bolivia (Estado Plurinacional de)

Bolivia (Estado Plurinacional de)



A. Domiciliarios y consumos < 750 Kwh/mes

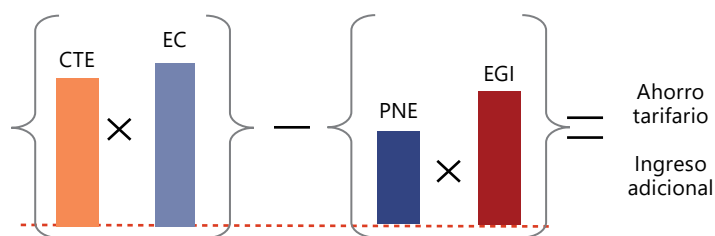


CTE: cargos tarifarios de energía

EGI: energía generada inyectada

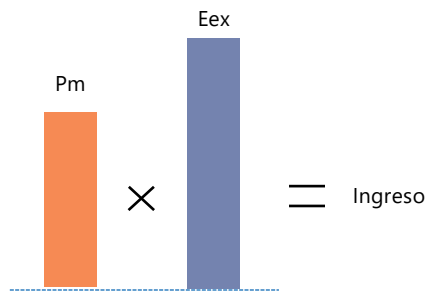
EC: energía consumida de la red

B. No domiciliarios y consumos > 750 Kwh/mes



CTE: cargos tarifarios de energía
 EC: energía consumida de la red
 PNE: precio nodo energía ponderado
 EGI: energía generada inyectada

C. Autoproduccion



Pm: precio de mercado
 Eex: energía excedentaria

Fuente: Elaboración propia.

La segunda modalidad, corresponde a la “autoproducción de energía eléctrica”, concepto que se asocia normalmente a una escala de operación superior a la generación distribuida y a la comercialización exclusivamente de excedentes.

Cuadro 3
Mecanismos retributivos asociados a la generación distribuida y a la autogeneración

Mecanismo	GD	AGGE	AGPE
Mercado mayorista (Precio de bolsa)	No	Sí	No
Comercializador o no regulados (Precio libre)	Sí	Sí	Sí
Comercializador (Precio de bolsa) + Prima	Sí	No	No
Comercializador (Precio de bolsa)	No	No	Sí
Subasta	Sí	No	No

Fuente: Elaboración propia.

Nota: GD: Generación distribuida; AGGE: Autogeneración a gran escala; AGPE: Autogeneración a pequeña escala.

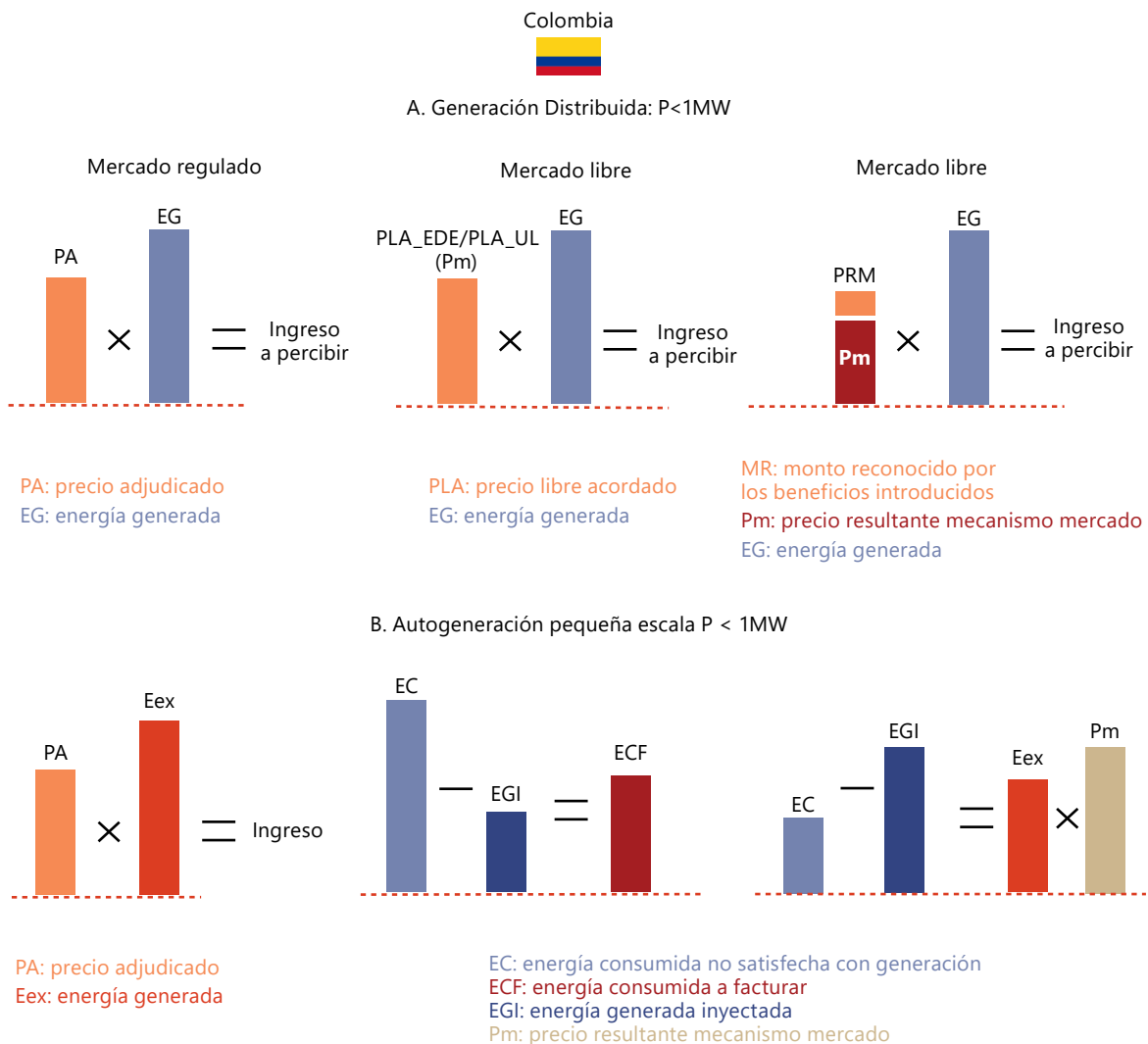
En cuanto a la generación distribuida, debe anotarse que en Bolivia, el mecanismo opera en función de si el generador distribuido tiene un consumo mensual superior o inferior a los 750 KWh. En el caso de generadores distribuidos con demandas superiores a 750 KWh, la retribución de los excedentes inyectados

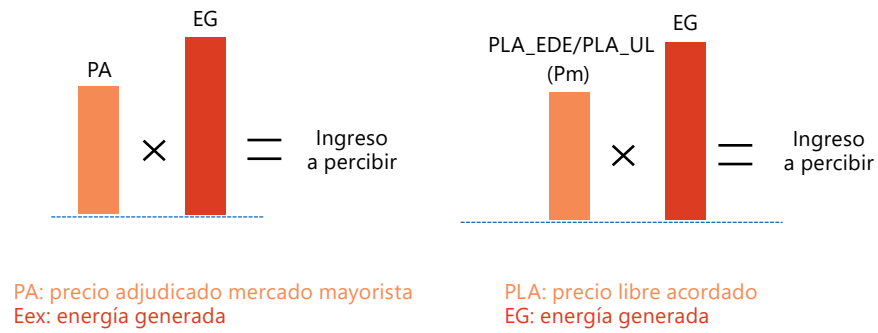
se realiza al *aplicando un precio igual al Precio de Nodo de Energía ponderado vigente en el SIN*. En el caso de generadores distribuidos con demandas inferiores, la remuneración mensual se haría a partir cargos de energía de la estructura tarifaria correspondiente a la categoría de consumo del mes de facturación.

En el caso de los autoprodutores con potencias superiores a los 500 KW e inferiores a los 2 MW, debe anotarse que al igual que los GD, no requieren licencia. La remuneración para los autoprodutores que inyecten sus excedentes a las redes de transmisión se efectúa a partir de ventas en el mercado de contratos o el mercado spot.

Por otro lado, para los generadores distribuidos, existe en Colombia un mecanismo que remunera la totalidad de los excedentes inyectados a la red de distribución, y el precio de compensación puede variar según si la energía se suministra a usuarios en el mercado regulado o en el mercado libre. Para el mercado regulado, el mecanismo aplicado es la adjudicación mediante subasta, mientras para los no regulados, se podrán pactar los precios libremente. También pueden vender directamente al comercializador, al precio de bolsa más una prima reconocida por los beneficios a los que el generador distribuido causa a la red de distribución local.

Diagrama 3
Descripción esquemática de los mecanismos de remuneración de la GD y la Autoproducción aplicados en Colombia

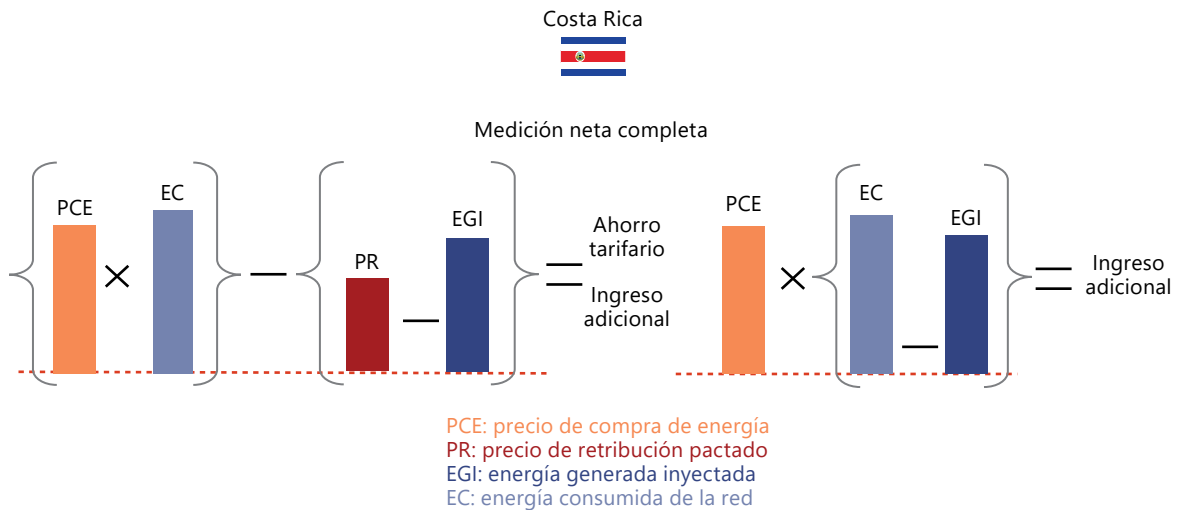




Fuente: Elaboración propia.

Respecto a los autogeneradores, se han diferenciado en Colombia mecanismos para los que operan a gran escala, es decir, con una potencia superior a 1 MW, y los que no. Los primeros, pueden vender sus excedentes en el mercado de energía mayorista, siendo representados por un agente generador o comercializador, o mediante contratos bilaterales con comercializadores o usuarios no regulados, a un precio libremente pactado. Los segundos, a pesar de no poder participar del mercado mayorista, pueden realizar sus ventas a partir de contratos bilaterales, o alternatively, puede vender sus excedentes al comercializador que atiende su consumo, el cual los valorará al precio de bolsa horario.

Diagrama 4
 Descripción esquemática de los mecanismos de remuneración de autoproducción aplicados en Costa Rica



Fuente: Elaboración propia.

En Costa Rica, la remuneración para los generadores distribuidos con medición neta completa, opera igual que para los auto generadores, y pueden comercializar sus excedentes, ya sea a partir de tarifas fijadas por la ARESEP o a partir de licitación pública con competencia de precios de venta.

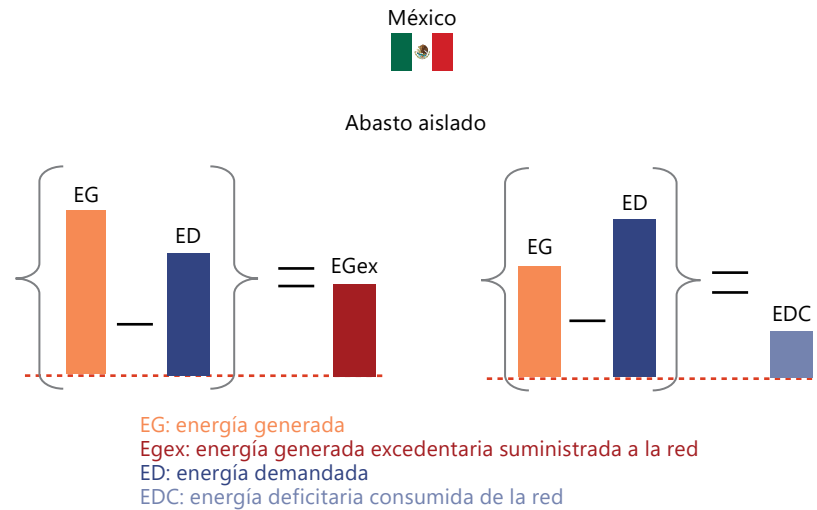
En México, el generador distribuido (bajo la figura de abasto aislado) puede comercializar en el mercado mayorista, representado por un suministrador de servicios básicos cuando la potencia es inferior a 0,5 MW, o en representación propia cuando la potencia es superior.

Finalmente, la retribución a los generadores distribuidos en el Perú operaría —de ser aprobado el proyecto de reglamento— de manera similar al colombiano. Entre otras, se adoptan mecanismos como la adjudicación mediante subasta, la venta a precios pactados libremente, y la inyección de excedentes

al mercado mayorista de electricidad. Sin embargo, no se permitiría la comercialización de excedentes a generadores distribuidos con potencias de generación menores a 200 KW. Debe anotarse adicionalmente que estas mismas reglas, aplicarían para los auto productores de energía eléctrica, que serían todos aquellos con potencias superiores a 500 KW e inferiores a 10 MW.

Diagrama 5

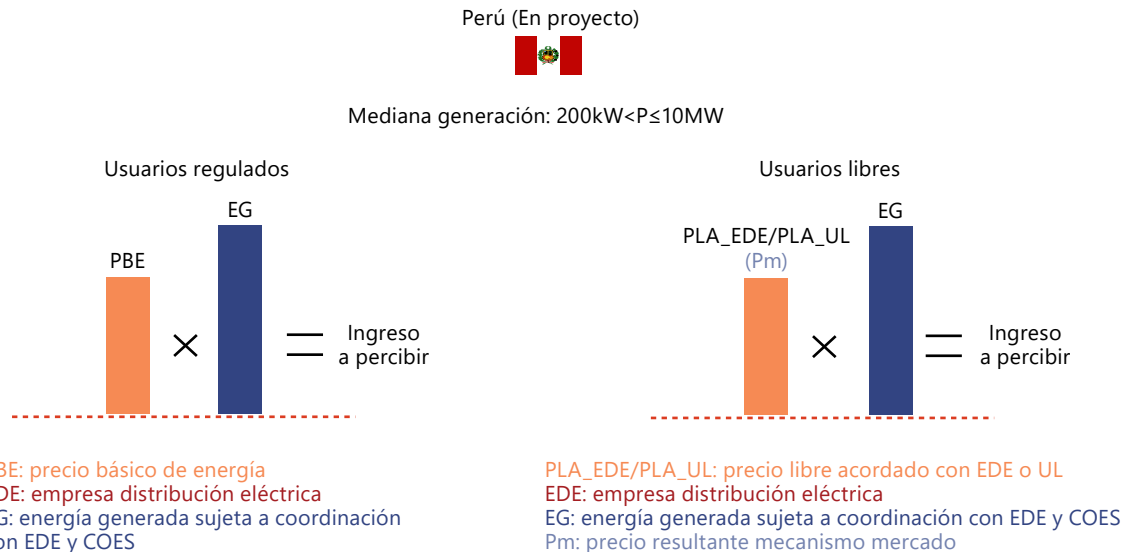
Descripción esquemática de los mecanismos de remuneración de la GD y la autoproducción aplicados en México



Fuente: Elaboración propia.

Diagrama 6

Descripción esquemática de los mecanismos de remuneración de la GD y la autoproducción aplicados en Perú



Fuente: Elaboración propia.

III. Conclusiones

Del análisis realizado a los marcos regulatorios del sector eléctrico para identificar la posibilidad e incentivos a la generación eléctrica del biogás asociado a las PTAR en Bolivia, Colombia, Costa Rica, México y Perú, se concluye que existe en todos ellos la voluntad política de limitar y reducir los gases de efecto invernadero, la cual se ve claramente reflejada en los marcos legales del sector.

Aunque no se centra específicamente en la energía proveniente de PTAR, sino en general en energías renovables o de fuentes no convencionales, en la mayoría de los países analizados se observa un esfuerzo por establecer medidas diferenciales para promover e incentivar el uso de este tipo de fuentes. Estos mecanismos buscan garantizar una rentabilidad mínima en las inversiones asociadas a la generación de este tipo de energías, mediante la aplicación de precios diferenciados en comparación con las energías no renovables.

En ese orden de ideas, las PTAR ubicadas en Perú y Bolivia podrían comercializar sus excedentes de energía a través de un precio adjudicado complementado por un sobreprecio, mientras que, en Colombia y Costa Rica, se debería acudir a subastas que tienen como objetivo central aumentar la participación de estas energías en la matriz eléctrica nacional. En México, las PTAR pueden comercializar su energía en el mercado mayorista o a partir de contratos bilaterales y complementar sus ingresos a partir de la venta de Certificados de Energías Limpias, pero estos no tienen un precio garantizado en el largo plazo, lo que puede hacer menos fuerte el incentivo.

No obstante, se identificó en Colombia una barrera que limita el acceso a este mecanismo a generadores con potencias de generación inferiores a los 5 MW, lo que impediría el acceso a este mecanismo a las 4 o 5 PTAR mayor tamaño.

En cuanto a los mecanismos retributivos para la generación distribuida, es evidente que los países han adoptado una amplia gama de posibilidades, que va desde la retribución a partir de contratos libremente pactados entre las partes, subastas y precios definidos por el regulador, hasta la participación en el mercado mayorista. No obstante, debe destacarse la existencia de un mecanismo en Colombia a partir del cual el comercializador reconocería a la PTAR el precio de energía en bolsa, adicionando una prima por los beneficios que el generador distribuido causa a la red de distribución local; constituyéndose este último en un incentivo al desarrollo de la actividad de generación distribuida.

También se observa que la retribución bajo la figura de generación distribuida es especialmente adecuada para PTAR que emplean tecnologías de tratamiento aerobias y que traten poco menos de 500 l/s de aguas residuales en Bolivia, 1.500 l/s en Colombia y 700 l/s en México. También podrían acogerse a este mecanismo las PTAR que emplean tecnologías anaerobias, a bajas escalas de operación (ver cuadro 2).

En lo que respecta a la compensación para los autogeneradores de energía eléctrica, una modalidad que generalmente permite una operación a mayor escala que la generación distribuida, es importante señalar que, en Costa Rica y México, estos pueden acceder a los mismos mecanismos que los generadores distribuidos. En cambio, en Bolivia y Colombia, se han establecido mecanismos que diferencian la participación en el mercado según la potencia de generación.

En síntesis, se identifica la existencia en todos los países, de marcos jurídicos que han diseñado mecanismos retributivos que permitirían la comercialización de los excedentes de energía eventualmente generada en las PTAR de estos cinco países.

Por otro lado, al contrario de otras tecnologías, fotovoltaicas o eólicas, cuyos costos marginales hacen de ellas sistemas económicamente competitivos, la generación de energía eléctrica mediante el biogás de las PTAR, por sus complejidades, requeriría de un estudio en profundidad de su aplicabilidad y rentabilidad que se traduzca en un marco económico y regulatorio propicio para su desarrollo. Por ello, es necesario insistir en la necesidad de sensibilizar a los países sobre el innegable impacto favorable que podrían tener estos activos en la reducción de los gases de efecto invernadero y en el incremento de la diversificación de su mix energético. En tal sentido, unas posibles pautas a desarrollar serían las siguientes:

- Identificar las PTAR existentes (o en proyecto) en su territorio y determinar su capacidad potencial de generación de energía eléctrica.
 - Estructurar un anteproyecto técnico encaminado a cuantificar la potencia nominal de la instalación, así como la capacidad potencial de generación de energía eléctrica asociada.
 - A partir de este anteproyecto, elaborar un estudio que permita cuantificar el impacto que la nueva capacidad de generación potencial de las centrales estudiadas podría tener en la red del sistema nacional de transporte y distribución, o en los sistemas aislados de los países.
 - Definir los costos de producción asociados al proceso de generación de energía eléctrica de cada una de las potenciales instalaciones.
- Adaptar y desarrollar el marco regulador técnico para considerar los aspectos relacionados con la integración de los nuevos activos a la red y su coordinación en los mercados existentes.
- Adaptar y desarrollar el marco regulador económico destinado a garantizar la implementación de los nuevos activos.
- Mecanismos asociados a la promoción de energías renovables a partir de la potencia nominal total identificada y sus características:
 - Analizar los precios de adjudicación de cada una de las centrales, de tal forma que cubran sus costos marginales y puedan garantizar una rentabilidad razonable al promotor (sea privado o estatal) sin comprometer la estabilidad económica y financiera del sector eléctrico.
 - Diseñar un mecanismo económico de actualización de los precios de adjudicación que garantice tanto la rentabilidad razonable del activo como la estabilidad financiera del sistema eléctrico.
 - Planear una programación que incorpore la coordinación de la implementación a largo plazo de las instalaciones de generación en las PTAR, que prevea convocatorias anuales o bianuales para una subasta competitiva o licitación de la implementación de dichos activos.

- Mecanismos asociados al ahorro energético¹⁴⁸ mediante la promoción de energías renovables a partir de la potencia nominal total identificada y sus características:
 - Analizar los precios de la energía excedentaria de cada una de las centrales que cubran sus costos marginales y puedan garantizar una rentabilidad razonable al promotor (sea privado o estatal) sin comprometer la estabilidad económica y financiera del sector eléctrico.
 - Diseñar un mecanismo económico de actualización de los precios de adjudicación que garantice la rentabilidad razonable del activo y la estabilidad financiera del sistema eléctrico.
 - Trasladar a formato legal la programación que coordina la implementación, los mecanismos de convocatoria y el mecanismo económico.
 - Diseñar los mecanismos de seguimiento y control de las acciones desarrolladas, para modular las convocatorias futuras y garantizar la sostenibilidad del sistema.

¹⁴⁸ Debido a la alta incidencia que en algunos casos aún tienen los gobiernos en los precios finales de la energía de los usuarios, se ha considerado oportuno para la modalidad de ahorro energético recomendar el estudio y determinación del precio de la energía excedentaria como mecanismo que garantice una rentabilidad mínima para estas plantas.

Bibliografía

- Alemán, A., Lembo, C., Ríos, J., Vieitez, D., Astesiano, G., & Corzo, J. (2019), *Casos de estudio en Asociaciones Público-Privadas en América Latina y el Caribe*. Banco Interamericano de Desarrollo.
- División de Estadística de las Naciones Unidas. (2021), *Aguas residuales domésticas tratadas de manera segura [Conjunto de datos]*. UNSTAT.
- EPM. (25 de 10 de 2023), *EPM*. Obtenido de La Planta de Tratamiento de Aguas Residuales Aguas Claras alcanzó pleno autoabastecimiento de energía: <https://cu.epm.com.co/institucional/sala-de-prensa/noticias-y-novedades/interna-noticia/la-planta-de-tratamiento-de-aguas-residuales-ptar-aguas-claras-alcanzo-pleno-autoabastecimiento-de-energia>.
- European Commission. (2023), Methane emissions. Obtenido de https://energy.ec.europa.eu/topics/oil-gas-and-coal/methane-emissions_en.
- Pollitt, M. (2012), The role of policy in energy transitions: Lessons from the energy liberalisation era. *Energy Policy* (50), 128–137. doi:10.1016/j.enpol.2012.03.004.
- Ramírez, T., Medrano, O., & Escobedo, L. (2020), Generación de energía en plantas de tratamiento de aguas residuales (PTAR). El caso de la PTAR zona noreste, Villahermosa, México. *EnerLAC*, 4(1), 12-30.
- Saravia Matus, S., Gil, M., Fernández, D., Montañez, A., Blanco, E., Naranjo, L., Sarmanto, N. (2022), *Oportunidades de la economía circular en el tratamiento de aguas residuales en América Latina y el Caribe*. Santiago: Comisión Económica para América Latina y el Caribe. Serie Recursos Naturales y Desarrollo, N° 213 (LC/TS.2022/193).
- United Nations Environment Programme. (2021), Global Methane Assessment.



NACIONES UNIDAS

Serie

C E P A L

Recursos Naturales y Desarrollo

Números publicados

Un listado completo así como los archivos pdf están disponibles en
www.cepal.org/publicaciones

224. Incentivos y oportunidades en el marco regulatorio para el aprovechamiento energético del biogás producido en plantas de tratamiento de aguas residuales en países seleccionados de América Latina y el Caribe, Silvia Saravia Matus, Jordi de la Hoz, Diego Fernández, Alba Llavona, Helena Martín, Alfredo Montañez, Lisbeth Naranjo y Natalia Sarmanto (LC/TS.2024/39), 2024.
223. Perspectivas de desarrollo de las cadenas de valor relacionadas con el litio en Chile y América del Sur, Mario Castillo, Ingrid Garcés y Rodrigo Furtado Messias (LC/TS.2024/38), 2024.
222. Hoja de ruta técnica y financiera para la recuperación de metano y nutrientes de aguas residuales en América Latina y el Caribe, Silvia Saravia Matus, Diego Fernández, Antonio Santos, Pedro Chavarro, Alfredo Montañez y Natalia Sarmanto (LC/TS.2024/36), 2024.
221. Oportunidades para la adopción del enfoque de cadenas de valor en el ámbito de los recursos hídricos, Elisa Blanco (LC/TS.2023/201), 2024.
220. Recursos naturales y desarrollo sostenible. Propuestas teóricas en el contexto de América Latina y el Caribe, Jeannette Sánchez y Mauricio León (LC/TS.2023/198), 2023.
219. Cuentas satélite de bioeconomía para 13 países de América Latina y el Caribe: metodología y resultados, Renato Vargas, Andrés Mondaini y Adrián G. Rodríguez (LC/TS.2023/138), 2023.
218. Necesidades de inversión en agua potable y saneamiento en América Latina y el Caribe: efectos en el empleo verde y el valor agregado bruto, Silvia Saravia Matus, Diego Fernández, Alfredo Montañez, Santiago López, Lisbeth Naranjo y Alba Llavona (LC/TS.2023/101), 2023.
217. Diagnóstico de la prestación de los servicios de agua potable y saneamiento en El Salvador, México y Panamá, Silvia Saravia Matus, Alfredo Montañez, Diego Fernández y Natalia Sarmanto (LC/TS.2023/96), 2023.
216. Pathways to sustainable planning for a just energy transition in Latin America and the Caribbean: an analysis of best practices in selected countries, Antonio Levy, Diego Messina, René Salgado and Rubén Contreras Lisperguer (LC/TS.2023/4), 2023.
215. Acción climática en la agricultura: la experiencia de países miembros de la Plataforma de Acción Climática en Agricultura de Latinoamérica y el Caribe, Walter Oyhančabal y Adrián G. Rodríguez (LC/TS.2022/240), 2022.

RECURSOS NATURALES Y DESARROLLO

Números publicados:

- 224 Incentivos y oportunidades en el marco regulatorio para el aprovechamiento energético del biogás producido en plantas de tratamiento de aguas residuales en países seleccionados de América Latina y el Caribe

Silvia Saravia Matus, Jordi de la Hoz, Diego Fernández, Alba Llavona, Helena Martín, Alfredo Montañez, Lisbeth Naranjo y Natalia Sarmanto

- 223 Perspectivas de desarrollo de las cadenas de valor relacionadas con el litio en Chile y América del Sur

Mario Castillo, Ingrid Garcés y Rodrigo Furtado Messias

- 222 Hoja de ruta técnica y financiera para la recuperación de metano y nutrientes de aguas residuales en América Latina y el Caribe

Silvia Saravia Matus, Diego Fernández, Antonio Santos, Pedro Chavarro, Alfredo Montañez y Natalia Sarmanto

