



## Estudio del Régimen Económico de las Tecnologías de Conversión de Biomasa en Electricidad de la República Dominicana.

Determinación de la Retribución anual de referencia (R) de las Energías Renovables bajo el Régimen Especial según la Ley Núm. 57-07.

La CNE es la institución estatal creada conforme al Artículo 7 de la Ley General de Electricidad Núm.125- 01, y adscrita al Ministerio de Energía y Minas conforme el Artículo 9 de la Ley Núm.100-13, como encargada de la gestión operativa de las políticas energéticas, y dar seguimiento al cumplimiento de la Ley Núm. 57-07, sobre Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales.

**Publicado por:**

Comisión Nacional de Energía (CNE).

Ave. Rómulo Betancourt No. 361, Bella Vista  
Santo Domingo, República Dominicana.  
Teléfono: 809-540-9002  
Fax: 809-547-2073

**Nombre del proyecto:**

Resolución Administrativa para recomendar los valores Mínimo y Máximo de las Tecnologías Solar, Eólica, Mini-Hidro y Biomasa.  
Plan Operativo Anual Año 2020.  
Dirección Fuentes Alternas y Uso Racional de Energía, (DFAURE).

**Responsables:**

Yeulis Rivas Peña, Director de Fuentes Alternas y Uso Racional de Energía, (DFAURE).  
Cristian Flores, Encargado División Régimen Económico de Energías Renovables, (DFAURE).  
Luis Garrido, Analista del Régimen Económico de Energías Renovables, (DFAURE).

**Áreas de Apoyo:**

Francisco Gómez, Encargado División Biocombustibles y Biomasa. (DFAURE).  
Ezequiel Gonzales, Analista de División de Biocombustibles y Biomasa. (DFAURE)  
José Israel Rojas, Encargado del Proyecto de Hibridación de Energías Renovables. (DFAURE).

**Revisado:**

Yeulis Rivas Peña, Director de Fuentes Alternas y Uso Racional de Energía, (DFAURE).  
Ricardo Guerrero, Director Eléctrico.  
Andrés de Peña, Departamento de Planificación Energética.  
Ramón Moya, Director de Planificación.

**Aprobado:**

Edward Verás, Director Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía.

La CNE es responsable del contenido del presente estudio.

**Enero, 2021.**  
**Santo Domingo, R.D.**

# Visión General

Los recursos de biomasa se encuentran en casi todas partes y pueden convertirse en una fuente de energía local confiable y renovable para reemplazar los combustibles fósiles, ya que la República Dominicana posee una gran dependencia de los combustibles fósiles para satisfacer sus necesidades energéticas.

Por lo tanto, el Estado Dominicano en la COP 25 reafirmó el compromiso de lograr las metas establecidas por el Acuerdo de París COP21 en referencia al cambio climático, con el fin de lograr una reducción del 25% de los Gases de Efecto Invernadero (GEI) al 2030 “condicionada” a recibir apoyo técnico y financiero de la comunidad internacional.

Estos compromisos fomentan que las políticas públicas sean orientadas en el marco de una transición energética ambientalmente sostenible, mediante la promoción de nuevas formas de energía a partir de Recursos Renovables. Uno de los recursos renovables esenciales para la transición energética es la biomasa, considerada como un combustible no fósil y ‘neutro’ dentro del ciclo del carbono, por no alterar el equilibrio de la concentración de carbono atmosférico.

La biomasa es definida como “materia orgánica originada en un proceso biológico, espontáneo o provocado, utilizable como fuente de energía”, de acuerdo con el *Diccionario de la Real Academia Española (DRAE)*, lo que permite la posibilidad de usar este biocombustible para la obtención de diferentes tipos de energía.

En ese sentido, si bien es cierto de que la República Dominicana ofrece oportunidades en cuanto al aprovechamiento de la biomasa que se genera de los procesos agroindustriales, aserraderos, así como biomasa forestal dedicada, el alto grado de dispersión y estacionalidad de esta, obliga a ponderar el potencial de producción de Biomasa Dedicada, la cual se refiere a la biomasa agroforestal que se siembra para el aprovechamiento energético de esta. Entre las diferentes materias primas que pueden ser aprovechados se encuentran los Desechos Agrícolas, Estiércol Animal, Desechos Forestales, Desechos Municipales, Lodos de Aguas Residuales y Residuos de Cosechas.

Desde una perspectiva medioambiental, los desechos anteriormente citados sin el adecuado manejo en su disposición final generan un impacto negativo en el medio ambiente. Sin embargo, en el contexto de la economía circular, estos residuos pueden verse como un recurso que puede ser aprovechado en la generación de calor, electricidad, biocombustibles, etc.

Para impulsar el desarrollo de las diferentes tecnologías de conversión de biomasa en energía, debe crearse un modelo de negocio para el mercado de la biomasa que genere al país beneficios ambientales y socioeconómicos de manera sostenible en el largo plazo.

Cabe destacar que, en base a qué ser un combustible carbono neutro, los países de la región consideran la biomasa como un instrumento indispensable en la estrategia nacional para la reducción de Gases de Efecto Invernadero. Además de ayudar a equilibrar la variabilidad de la energía solar-fotovoltaica y eólica.

En este sentido, el desarrollo de una nueva actividad económica en torno a la biomasa genera efectos positivos adicionales como el desarrollo de nuevos mercados y la creación de nuevos puestos de trabajo.

Las experiencias de éxito en el desarrollo de las tecnologías de conversión de biomasa en energía, en un gran número de países demuestra que deben crearse mecanismos de remuneración económica, que incentiven un “ambiente propicio” para garantizar la puesta en marcha de estos proyectos en la República Dominicana.

En ese sentido, La Comisión Nacional de Energía (CNE), como encargada de la gestión operativa de las políticas energéticas, y fomentar el desarrollo de nuevas formas de energía a partir de Recursos Renovables (según lo establecido en la Ley Núm. 57-07, sobre incentivo al desarrollo de fuentes renovables de energía y sus regímenes especiales, y así como su reglamento de Aplicación), ha promovido la proliferación de concesiones a proyectos de generación que utilizan la biomasa como fuente primaria de energía renovable, incentivando a inversionistas locales y extranjeros a aprovechar las ventajas competitivas y comparativas que ofrecen los avances tecnológicos y la reducción de precios de estas tecnologías.

Este informe servirá para mostrar una perspectiva del estado actual de la generación de energía eléctrica a partir de biomasa y/o biocombustibles, con el fin de establecer precios de referencia que garanticen la rentabilidad financiera a largo plazo de los proyectos, considerando las tendencias nacionales e internacionales en el avance tecnológico de los costos de expansión, operación, mantenimiento y los márgenes de rentabilidad para la puesta en operación comercial, en un ambiente de sana competencia, transparencia y equidad en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

# Contenido

I.	RESUMEN EJECUTIVO	1
II.	MARCO REGULATORIO VIGENTE	5
III.	ESTADO ACTUAL DE LAS CENTRALES TÉRMICAS DE CONVERSION DE BIOMASA EN ELECTRICIDAD EN R.D.	6
	Desarrollo de las tecnologías de Conversión de Biomasa en Electricidad.	6
	Capacidad Instalada de Tecnologías de Conversión de Biomasa en Electricidad.	8
	Incentivo para las Instalaciones que Produzcan Electricidad a partir de Biomasa	9
IV.	PERSPECTIVA DE LA BIOENERGÍA EN LA REGIÓN	10
	Procesos de Conversión Energética de la Biomasa.	11
	Tendencia de la Tecnología de Incineración de Biomasa Sólida con Turbina de Vapor.	12
	Tendencia de la Tecnología de Digestión Anaeróbica con Motor de Combustión Interna.	14
	Tendencia de la Incineración de RSU con aprovechamiento de gas de Relleno Sanitarios.	16
	Tendencia de la Tecnología de Ciclo Combinado con Incineradora de RSU.	21
	Costos de Inversión de las tecnologías de conversión de biomasa en electricidad.	22
	Costo de Operación y Mantenimiento de las tecnologías de conversión de biomasa en electricidad	22
V.	COSTOS DE PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD A PARTIR DE BIOMASA EN R.D.	23
VI.	EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LOS PRECIOS DE ENERGÍA DE LAS CENTRALES TÉRMICAS DE CONVERSIÓN DE BIOMASA.	29
	Criterios para la determinación de los precios de energía de referencia.	29
	Estimación de los costos de inversión por tipo de tecnología de conversión.	30
	Análisis de rentabilidad de los márgenes de energía.	34
	Análisis de sensibilidad de los precios de energía de referencia.	35
VII.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	37
VIII.	ANEXOS	39

## ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1. Capacidad Instalada por Tecnología de Conversión de Biomasa en Energía para Autoproducción [%], 2020. ....	8
Gráfica 2. Capacidad Instalada Por Fuente Primaria [%], 2020 (3,824 MW instalados). ....	8
Gráfica 3. Esquema de procesos de conversión de la biomasa en electricidad y calor. ....	11
Gráfica 4. Costo de inversión de la Tecnología de Incineración de RSU en dólares por kW (US\$/kW). ....	13
Gráfica 5. Costo de inversión de la Tecnología de combustión de Bagazo, Cultivos Forestales y Madera, en dólares por kW (US\$/kW). ....	14
Gráfica 6. Esquema de procesos de transformación de biomasa en biogás. ....	14
Gráfica 7.. Costos de Inversión de la Tecnología Digestión Anaeróbica en dólares por kW (US\$/kW). ....	15
Gráfica 8. Costos de Inversión de las instalaciones con aprovechamiento de gas de relleno sanitario en dólares por kW (US\$/kW). ....	18
Gráfica 9. Inversiones y/o tecnologías de conversión de biomasa en electricidad a través de la incineración de RSU con aprovechamiento de gas de vertedero. ....	18
Gráfica 10. Costos de Inversión de las instalaciones de incineración de RSU con aprovechamiento de gas de relleno sanitario, y sin pre-tratamiento de Rdf, en dólares por kW (US\$/kW). ....	19
Gráfica 11. Costos de Inversión de las instalaciones de incineración de RSU con aprovechamiento de gas de relleno sanitario, y con pretratamiento de Rdf en dólares por kW (US\$/kW). ....	19
Gráfica 12. Costo combinado de materiales reciclados en el mercado de EE. UU en dólares por toneladas (US\$/ton). ....	20
Gráfica 13. Distribución de ingresos de las instalaciones de incineración de RSU con aprovechamiento de gas de relleno sanitario. ....	20
Gráfica 14. Proyección de los Costos Variables Combustible a partir de las diferentes biomásas expresadas en dólares por MMBTU, (US\$/MMBTU). ....	27
Gráfica 15. Proyección de los Precios de los Combustibles Fósiles expresado en dólares por MMBTU. ....	28

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Estimación de los costos variables de la Biomasa, en dólares por MMBTU y toneladas. ....	2
Tabla 2. Márgenes de energía de las tecnologías de conversión de biomasa en electricidad. ....	4
Tabla 3. Concesiones provisionales y definitivas. ....	7
Tabla 4. Resumen de Capacidad Instalada por Tecnología de Conversión de Biomasa en Energía, 2020 (42,982 kW instalados). ....	8
Tabla 5. Tecnologías de conversión de biomasa y su estado de desarrollo actual. ....	12
Tabla 6. Resumen de los Costos de Inversión unitario, en dólares por kW instalado. ....	22
Tabla 7. Resumen de los Costos de Operación y Mantenimiento, en dólares por kW. ....	22
Tabla 8. Costos de suministro de la biomasa forestal en varios países con sus respectivas características. ....	24
Tabla 9. Resumen de muestras de biomasa en la República Dominicana. ....	24
Tabla 10. Costos variables de producción unitarios de la Tecnología de combustión de Residuos Forestales y Residuos de Madera entre otros, en dólares por kW (US\$/MWh). ....	25
Tabla 11. Costo variable de pretratamiento y preparación de Combustible Derivado de Residuo. ....	25
Tabla 12. Costo variable de producción unitario de la Tecnología de Incineración a partir residuos sólidos urbanos (RSU). ....	26
Tabla 13. Costo variable de producción unitario de la Tecnología de Ciclo Combinado con Incineradora de RSU, correspondiente al Horno de Caldera de RSU. ....	26
Tabla 14. Costos variables de producción unitarios de la Tecnología de Digestión Anaeróbica a partir residuos agropecuarios. ....	27
Tabla 15. Costos de Inversión unitario de central térmica de biomasa a partir de Cultivos Energéticos, Residuos Forestales y Bagazo, con tecnología de combustión en dólares por kW (US\$/kW). ....	31
Tabla 16. Costos de Inversión unitario de central térmica de biomasa a partir de Residuos Sólidos Urbanos (RSU) con tecnología incineración en dólares por kW (US\$/kW). ....	31
Tabla 17. Costos de Inversión unitario de central térmica de biomasa a partir de Residuos Agropecuarios con tecnología Digestión Anaeróbica, en dólares por kW (US\$/kW). ....	32
Tabla 18. Costos de Inversión unitario de central térmica de biomasa a partir de Residuos Sólidos Urbanos (RSU) con tecnología de Incineración con aprovechamiento de gas de vertedero, en dólares por kW (US\$/kW). ....	32
Tabla 19. Costos de Inversión unitario de central térmica de biomasa a partir de Residuos Sólidos Urbanos (RSU) con aprovechamiento de biogás de vertederos en dólares por kW (US\$/kW). ....	33
Tabla 20. Costos de Inversión unitario de central térmica de biomasa a partir de Residuos Sólidos Urbanos (RSU), con tecnología de Ciclo Combinado Con Incineradora de RSU, en dólares por kW (US\$/kW). ....	33
Tabla 21. Márgenes de energía de las tecnologías de conversión de biomasa en electricidad. ....	34
Tabla 22. Estimación de los costos variables de la Biomasa, en dólares por MMBTU y toneladas. ....	35
Tabla 23. Estimación de los precios de energía de las tecnologías de conversión de biomasa en electricidad, en dólares por Megavatios-hora (US\$/MWh). ....	36



# I. RESUMEN EJECUTIVO

La Comisión Nacional de Energía (CNE), como encargada de la gestión operativa de las políticas energéticas, y fomentar el desarrollo de nuevas formas de energía a partir de Recursos Renovables (según lo establecido en la Ley Núm. 57-07, sobre incentivo al desarrollo de fuentes renovables de energía y sus regímenes especiales, y así como su reglamento de Aplicación), es el organismo que se encarga de recibir, revisar y entregar las concesiones provisionales y definitivas para la explotación de obras eléctricas aprobadas por el poder ejecutivo.

La Ley General de Electricidad No. 125-01 (LGE), en su Artículo 4 prescribe como objetivo básico de dicha Ley; *“Promover y garantizar la oportuna oferta de electricidad que requiera el desarrollo del país, a través del óptimo uso de los recursos disponibles”*, objetivo éste, que debe ser cumplido vía la actividad desarrollada por las instituciones del sector eléctrico, mediante el desarrollo de una política regulatoria coherente con el desempeño de la actividad económica.

Este análisis se basa especialmente en el artículo 18 de la Ley Núm. 57-07, el cual llama a la CNE a recomendar a la SIE los precios a retribuir para cada tipo de tecnología renovable. En esta edición, el informe evalúa las tecnologías de conversión de biomasa en electricidad y el cálculo de los precios que mantengan los incentivos adecuados a las inversiones, y que garanticen, además, la compensación por los beneficios ecológicos y económicos que el país espera recibir de la generación de electricidad a partir de biomasa.

Cabe destacar que una evaluación económica no cubre todos los beneficios ambientales y sociales de un proyecto de conversión de biomasa en electricidad. Por lo tanto, en esta edición solo se evalúan los precios de compra de energía y se proporciona a los inversores y autoridades una perspectiva económica necesaria antes de la aprobación e implementación final de los proyectos.

La metodología utilizada para el desarrollo del informe se centró en la realización de un benchmarking sobre la i) Tendencia de los Costos de Inversión en el mercado internacional, ii) Costos de Inversión en la República Dominicana, iii) Factores de producción anual por tecnología, iv) Costos de AO&M por tecnología, v) Costos de suministro de la biomasa en R.D., vi) Periodo de Evaluación, así como otros indicadores financieros que afectan la rentabilidad de los proyectos en el mediano y largo plazo. Los resultados del modelo financiero arrojaron que la determinación de los costos de producción de energía de las centrales térmicas de biomasa es compleja, debido a la amplia variedad de tecnologías de conversión de biomasa en electricidad y a las diferentes maneras de realizar la hibridación con combustible fósiles y las características del tipo de biomasa a utilizarse en la producción de electricidad, por lo que se calcularon márgenes de energía fijos que garantizan la rentabilidad deseada, inversión, administración, operación y mantenimiento, los cuales deberán ser complementados con los costos variables combustibles de estos proyectos.

No obstante, el suministro seguro a largo plazo de biomasa de bajo costo y de origen sostenible es fundamental para la economía de las centrales eléctricas de biomasa, ya que determinan su factibilidad técnica y económica.

Para los casos en el que las centrales térmicas de biomasa utilicen hibridación de combustibles fósiles, estarán sujetas a la variabilidad de los precios de los combustibles fósiles, los cuales varían en el tiempo según las condiciones de mercado internacional.

Los precios de las biomásas pueden exceder significativamente los costos en algunos mercados si los precios se establecen en relación con el costo de oportunidad de los combustibles competidores, generando así la incertidumbre en los proyectos y, por tanto, en los costes de financiación. Cabe destacar que dependiendo del tipo de biomasa y de la decisión del poseedor en desprenderse por exigencias medioambientales, los costos de adquisición pueden ser cero en algunos casos.

Las centrales eléctricas de biomasa incurren en unos costos de biomasa que incluyen una preparación antes de que puedan usarse para alimentar la central de generación de electricidad, lo cual impacta los costes de la cadena de suministro. La cadena de suministro de la biomasa puede contener, dependiendo del tipo, gastos en recolección, picado, carga, transporte, descarga, tasa de derechos de tala y costo de compra.

Cabe destacar que los precios de compra de cualquier tipo de biomasa dependen en gran medida de los porcentajes de humedad que contenga, lo cual impacta de manera directa el poder calórico y su valor en el mercado.

A continuación, se presentan los costos variables de la biomasa y sus respectivos costos variables de producción utilizando como referencia el rendimiento de cada tipo de tecnología, para proyectar los precios de manera indicativa.

Tabla 1. Estimación de los costos variables de la Biomasa, en dólares por MMBTU y toneladas.

Tecnologías de Conversión de Biomasa en Electricidad	Tipo de Biomasa	Costo Variable de Biomasa		
		[US\$/MMBTU]	[US\$/ton]	[US\$/MWh]
<b>Combustión</b>	Bagazo	1.30	11.0	15.6
	Cascarilla de Arroz	1.57	22.0	18.8
	Residuos de Maderas	2.65	50.0	31.8
	Residuos Forestales	1.38	15.0	16.5
	Acacia mangium	3.12	50.0	37.5
<b>Incineración con Horno de Caldera</b>	Residuos Sólidos Urbanos (RSU)	1.103	10.46	13.2
<b>Digestión Anaeróbica</b>	Residuos Agrícolas y Agropecuarios	4.59	12.10	39.0
<b>aprovechamiento de Biogás de Vertedero</b>	Residuos Sólidos Urbanos (RSU)	0.0	0.0	0.0
<b>Incineración con Aprovechamiento de Biogás de vertedero</b>	Residuos Sólidos Urbanos (RSU)	0.0	0.0	0.0
<b>Ciclo Combinado con Horno de Caldera de RSU</b>	Residuos Sólidos con Hibridación de Fósil	3.06	18.51	21.4

Fuente: Elaboración propia de la Comisión Nacional de Energía (CNE), 2020.

El Poder Ejecutivo de la República Dominicana debe promover el acceso a financiamientos blandos con tasas de interés competitivas y períodos de pago superiores a los 10 años, con el fin de que el país pueda obtener precios más bajos en los contratos de compra de energía, y estos puedan minimizar los costes de compra de energía en el corto plazo.

Sin embargo, para obtener precios de energía que puedan reflejar la reducción de los costos de compra de energía en el corto plazo sin considerar financiamientos blandos, se pueden diseñar esquemas de contratación para diferentes periodos de recuperación de la inversión, en los cuales durante un primer periodo el margen de energía máximo permita cubrir la garantía financiera de largo plazo de los proyectos y establecer, en un segundo periodo, un margen de energía mínimo que refleje el costo marginal de largo plazo siendo este su costo de oportunidad, a fin de que el país pueda percibir una compensación por los beneficios ecológicos y económicos a precios competitivos en el tiempo.

Por lo tanto, para obtener precios de energía que puedan reflejar la reducción de los costos de compra de energía y proporcionar a los proyectos una garantía de rentabilidad financiera de largo plazo, se sugiere diseñar un esquema de contratación que contemple la determinación de un precio de energía de referencia único, al cual le sea complementado con el costo variable de producción (CVP), en caso de utilizar un combustible alternativo.

En ese sentido, se sugiere que los precios de energía se actualicen conforme las siguientes fórmulas de indexación:

$$PE = (PF_{m-1} * HR_{m-1}) * \%F_{\text{fósil}} + (PB_{m-1} * HR_{m-1}) * \%F_{\text{biomasa}} + ME - V;$$

**DONDE:**

- PF<sub>m-1</sub>:** Significa el precio variable combustible fósil del mes anterior, en dólares por MMBTU (US\$/MMBTU).
- PB<sub>m-1</sub>:** Significa el precio variable combustible de biomasa del mes anterior, en dólares por MMBTU (US\$/MMBTU).
- HR<sub>m-1</sub>:** Significa rendimiento térmico de la central del mes anterior (MMBTU/MWh).
- %F<sub>fósil</sub>:** Significa el porcentaje de fiscalización mensual por concepto de hibridación con combustibles fósiles.
- %F<sub>biomasa</sub>:** Significa el porcentaje de fiscalización mensual por concepto de hibridación con biomasa.
- PE:** Significa precio de energía mensual, en dólares por MWh (US\$/MWh).
- ME:** Significa Margen de Energía Mensual que cubre la garantía financiera en dólares por MWh-Mes (US\$/MWh).
- V:** Ingreso Mensual por concepto de cuota de volcado a partir de RSU, en dólares por MWh-Mes (US\$/MWh).

Cabe destacar que los precios de energía de referencia para las tecnologías de conversión de biomasa en electricidad a partir de Residuos Sólidos Urbanos (RSU), se le deberán descontar el ingreso por cuota de volcado caso por caso, en términos del ingreso mensual a percibir por cada tonelada recibida, conforme la producción de energía mensual.

A continuación, se presenta un análisis de rentabilidad con el fin de evaluar la factibilidad económica de los márgenes de energía fijo en (US\$/MWh) de cada tecnología de conversión de biomasa en electricidad de una instalación de referencia, considerando flujos de caja positivos, los plazos de contratación, los coeficientes de servicio de deuda mayores a uno (1), y las tasas internas de retorno deseadas. A partir de lo anterior, se elaboraron diversos escenarios a fin de determinar los precios de referencia a la luz de los objetivos de un inversionista en obras de generación de electricidad a partir de la biomasa.

Para las fracciones de financiamiento se han considerado supuestos financieros del mercado de valores de la República Dominicana para este tipo de inversiones en el sector eléctrico, con plazos de 10 años y tasas de interés anual de 6.1%. Además, se ha considerado que como mínimo los inversionistas deberán contar con particiones de un 20% de capital propio y 80% de deuda, con un seguro de 0.5% anual, es decir, una prima de riesgo del total de la inversión. También se ha considerado una tasa de impuesto a la renta de 27%.

A continuación, se presenta los márgenes de energía de las tecnologías de conversión de biomasa en electricidad.

Tabla 2. Márgenes de energía de las tecnologías de conversión de biomasa en electricidad.

Tecnologías de Conversión de Biomasa en Electricidad	Tipo de Biomasa	Duración PPA [10 años], TIR=12%		Duración PPA [15 años], TIR=12%		Duración PPA [20 años], TIR=12%	
		Margen de Energía [US/MWh]	Periodo recuperación [año]	Margen de Energía [US/MWh]	Periodo recuperación [año]	Margen de Energía [US/MWh]	Periodo recuperación [año]
<b>Combustión</b>	Cultivos Energéticos, Residuos Forestales y Bagazo	83.5	5.5	69.7	10.5	66.0	10.5
<b>Incineración con Horno de Caldera (a) (b)</b>	Residuos Sólidos Urbanos (RSU)	106.6	5.5	88.1	10.5	79.6	10.5
<b>Digestión Anaeróbica</b>	Residuos Agrícolas y Agropecuarios	118.5	5.5	97.7	10.5	91.1	10.5
<b>Aprovechamiento de Biogás en Vertedero (a)</b>	Residuos Sólidos Urbanos (RSU)	39.6	5.5	32.5	10.5	30.7	10.5
<b>Incineración con Aprovechamiento de Biogás en vertedero (a) (c)</b>	Residuos Sólidos Urbanos (RSU)	174.6	5.5	143.4	10.5	133.1	10.5
<b>Ciclo Combinado con Horno de Caldera de RSU (a)</b>	Residuos Sólidos con Hibridación de Fósil	30.0	5.5	24.3	10.5	22.6	10.5

**Nota:** (a) Las tecnologías de conversión de biomasa en electricidad a partir de RSU no contienen incluido en el margen de energía los ingresos que perciben estos proyectos por cuota de volcado. (b) No contiene las inversiones de pretratamiento y preparación de Combustible Derivado de Residuo ya que son incluidas en el costo variable combustible. (c) Contiene las inversiones de pretratamiento y preparación de Combustible Derivado de Residuo. **Fuente:** Elaboración propia de la Comisión Nacional de Energía (CNE).

Es importante señalar que, para garantizar la rentabilidad financiera de largo plazo de los proyectos, se deben cubrir los costos variables combustibles (CVC) en función de los porcentajes de hibridación y las fluctuaciones de los combustibles en el mercado nacional e internacional. Además, los márgenes de energía anteriormente presentados no incluyen los costos asociados de las líneas de transmisión para la interconexión al SENI, ya que el mercado tiene un mecanismo el cual prevé el reembolso de dichos costos por la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED) según Ley Núm. 125-01 y su reglamento de aplicación.



## II. MARCO REGULATORIO VIGENTE

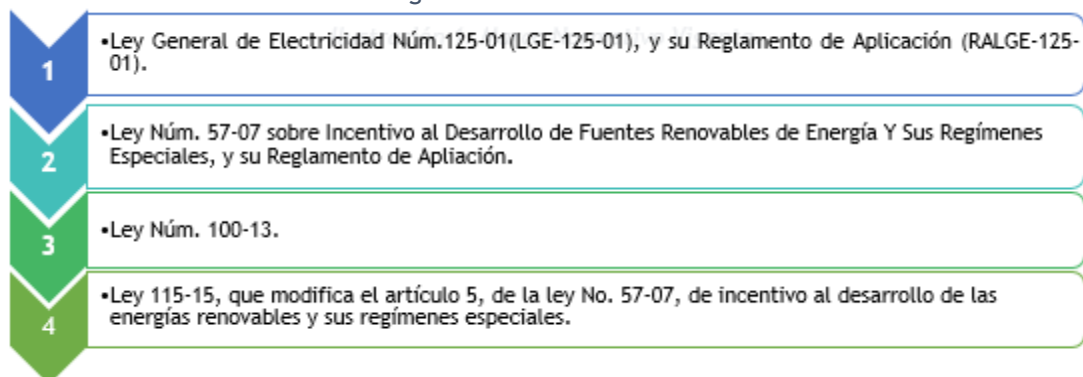
Los sustentos legales vigentes constituyen un marco normativo y regulatorio básico que se aplica en todo el territorio nacional, para incentivar, regular el desarrollo y la inversión en proyectos que aprovechen cualquier fuente de energía renovable que procuren acogerse a la generación de energía bajo el régimen especial bajo los derechos y obligaciones establecidos en el mercado eléctrico mayorista.

El marco legal aplicable para la presente evaluación incluye la Ley General de Electricidad Núm.125-01(LGE-125-01), y su

Reglamento de Aplicación (RALGE-125-01), Ley Núm. 57-07 sobre Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables De Energía Y Sus Regímenes Especiales, y su Reglamento de Aplicación, la Estrategia Nacional de Desarrollo, Ley Núm. 1-12, y Ley Núm. 100-13, que crea el Ministerio de Energía y Minas de la República Dominicana.

En este contexto, se presenta el orden jerárquico considerado en este análisis en la aplicación de un marco comparativo sobre los aspectos legales y normativos en lo referente a la producción de electricidad en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI).

Ilustración 1. Marco Normativo Vigente.





### III. ESTADO ACTUAL DE LAS CENTRALES TÉRMICAS DE CONVERSION DE BIOMASA EN ELECTRICIDAD EN R.D.

#### Desarrollo de las tecnologías de Conversión de Biomasa en Electricidad.

En la República Dominicana, la adopción de la biomasa como combustible para la generación energética inicia con el uso del bagazo, el cual es un remanente del proceso de producción de la azúcar, para suplir las necesidades de calor y energía eléctrica de los ingenios azucareros.

Hasta la década de los 1980s, a baja escala existían doce (12) Ingenios Azucareros que cogeneraban con baja eficiencia, quemando casi la totalidad del bagazo para lograr el punto de equilibrio entre la generación de electricidad, vapor y las demandas del proceso de producción del azúcar.

Posteriormente, durante los años 1990s, se promulga la Ley Núm. 8-90 (sobre Fomento de Zonas Francas) que permitió a varias industrias la sustitución de Calderas Convencionales por Calderas de Biomasa, utilizadas para la generación de vapor saturado necesario en sus procesos industriales.

En el 2007, mediante la Ley Núm. 57-07 sobre Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables

De Energía Y Sus Regímenes Especiales, y su Reglamento de Aplicación, se crea el marco que regula e incentiva de la generación de electricidad a partir de biomasa y biocombustibles.

En el período 2012 - 2015, aumentó considerablemente la transición de las industrias al uso de calderas de biomasa para los procesos de generación de energía térmica para lavandería industrial, Pasteurización de leche, lavado botellas, producción de agua helada, reciclado de envases de cartón y precalentamiento de combustible. Además, dos (2) Factorías Arroceras instalaron un Sistema de Gasificación de cascarilla de arroz para la producción eléctrica, acogiéndose al Programa de Medición Neta.

En el período 2013 - 2016, se efectuaron instalaciones de Digestor Anaeróbico utilizando como materia prima los residuos agropecuarios en más de 20 granjas y hatos ganaderos como también en 5 mataderos, lo cual permite la producción de biogás para la

generación de energía eléctrica y térmica, sustituyendo parcialmente el consumo energético y una mejora en los indicadores ambientales.

El Poder Ejecutivo, a través de la Comisión Nacional de Energía (CNE), otorgó a San Pedro Bio Energy S.R.L., el derecho a explotar de obras de generación eléctrica a escala comercial en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), el cual realizó la puesta en marcha en el año 2017 del único proyecto diseñado y construido para la generación electricidad a partir de la biomasa residual agrícola en la República Dominicana.

En este sentido, la Comisión Nacional de Energía (CNE), ha otorgado Concesiones Definitivas por un total de 1,522 MW, de las cuales 135 MW a instalaciones de producción eléctrica a partir de Residuos Sólidos Urbanos (RSU), 35 MW a instalaciones de producción eléctrica a partir de biomasa residual.

Adicionalmente, se han concesionado provisionalmente un total de 2,242 MW, de los cuales 28 MW pertenecen de tecnología de conversión de biomasa en energía eléctrica a partir de Residuos Sólidos Urbanos (RSU) y 24 MW a la tecnología de conversión de biomasa en energía eléctrica a partir de biomasa residual.

Cabe señalar que las Concesiones Provisionales corresponden a nuevas solicitudes que actualmente se encuentran en fase de evaluación y / o pendientes de aprobación

para la Concesión Definitiva previo al cumplimiento de los requisitos exigidos por el marco regulatorio aplicable.

El esquema de otorgamiento de Concesiones Definitivas que existente bajo la Ley General de Electricidad N.° 125-01, promueve la inversión privada y la competencia en el mercado de generación; garantizando así la oferta de acuerdo a los planes de inversión de cada empresa concesionada, e independientemente de los planes de expansión de la capacidad de generación en el SENI.

Además, a la fecha de noviembre de 2020, se encuentran en proceso de solicitud de concesión provisional un total de 8 MW a Biomasa. Por lo anterior, existe un gran potencial a desarrollar a través de proyectos de generación eléctrica a partir de fuentes de Energía Renovable, que al momento suman un total de 3,986 MW, excluyendo los proyectos en operación actualmente.

Esto representa un gran desafío ya que se requiere de la existencia de un “ambiente propicio”, que garantice el desarrollo y puesta en marcha de los proyectos acorde al avance tecnológico de las energías renovables.

A continuación, se presenta una tabla resumen con el estatus vigente de las concesiones provisionales y definitivas que la Comisión Nacional de Energía (CNE) ha otorgado a la fecha. De las cuales 35 MW se encuentran conectados al SENI y en operación comercial.

Tabla 3. Concesiones provisionales y definitivas.

Tecnología de Conversión con Biomasa	Cantidad de Concesiones	Capacidad concesionada (MW)
Combustión directa con Turbina de Vapor a partir de Biomasa Residual	1	35
Ciclo Combinado con Incineradora de RSU	2	135
<b>Sub Total - Concesiones Definitivas</b>	<b>3</b>	<b>170</b>
Combustión directa con Turbina de Vapor a partir de Biomasa Residual	6	24
Ciclo Combinado con Incineradora de RSU	3	28
<b>Sub Total - Concesiones Provisionales</b>	<b>9</b>	<b>52</b>
<b>Total</b>	<b>12</b>	<b>222</b>

Fuente: Elaboración propia de la Comisión Nacional de Energía (CNE), al 11 de noviembre de 2020.

## Capacidad Instalada de Tecnologías de Conversión de Biomasa en Electricidad.

En la República Dominicana, existen varios proyectos de pequeña escala comercial con tecnologías de conversión de biomasa en electricidad bajo el esquema de autoproducción con una capacidad instalada de 7,982 kW, destinado para la sustitución parcial de combustibles fósiles en una amplia gama de usos en las industrias.

La tecnología de gasificación de biomasa residual a partir de cascarilla de arroz representa 20%; la tecnología de digestión anaeróbica para la producción de biogás y electricidad a partir de estiércol animal y residuos cárnicos constituye un 30%; y la tecnología de incineración de biomasa residual derivada de procesos de destilación del alcohol de caña de azúcar representa un 50%.

En la siguiente tabla se presenta un resumen de la capacidad instalada por tecnología de conversión de biomasa para la generación de electricidad.

Tabla 4. Resumen de Capacidad Instalada por Tecnología de Conversión de Biomasa en Energía, 2020 (42,982 kW instalados).

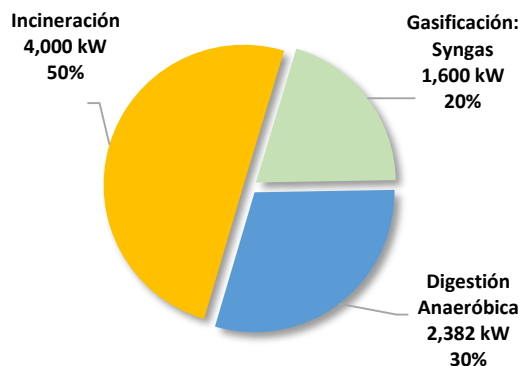
Tecnología de Conversión con Biomasa	Tipo de Biomasa		
	Bagazo de Caña	Cascarilla de Arroz	Estiércol Animal
<b>Digestión Anaeróbica</b>			<b>2,382</b>
Granja de Cerdos			1,692
Granja de Gallinas			300
Matadero de Cerdos			100
Matadero Pollos			290
<b>Gasificación: Syngas</b>	<b>1,600</b>		
Factoría de Arroz	1,600		
<b>Incineración</b>	<b>39,000</b>		
Destilería	4,000		
Generación de Electricidad	35,000		
<b>Total general</b>	<b>39,000</b>	<b>1,600</b>	<b>2,382</b>

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía, 2020.

Cabe destacar que existen un solo proyecto desarrollado a gran escala comercial con tecnologías de conversión de biomasa en electricidad bajo el esquema de generación de electricidad en el Mercado Eléctrico Mayorista con una capacidad instalada de 35 MW, representando el 1% de la capacidad total instalada.

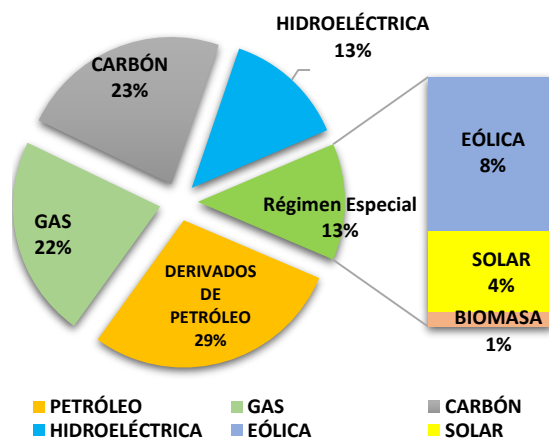
A continuación, se muestra la capacidad instalada por tecnología según la materia prima utilizada.

Gráfica 1. Capacidad Instalada por Tecnología de Conversión de Biomasa en Energía para Autoproducción [%], 2020.



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía, 2020.

Gráfica 2. Capacidad Instalada Por Fuente Primaria [%], 2020 (3,824 MW instalados).



Fuente: Elaboración propia en base a datos del Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado, 2020.

## Incentivo para las Instalaciones que Produzcan Electricidad a partir de Biomasa

### **Transferencias financieras directas o sistema de primas:**

-Ley 57-07- Art. 18. Percibir por ello el precio del mercado mayorista Complementado o Promediado su caso por una Prima o Incentivo de compensación.

### **Instrumentos Regulatorios:**

-Ley 57-07- Art. 21. Para el año 2015 la energía comprada por las empresas distribuidoras y comercializadoras provendrán de fuentes de energías renovables en por lo menos un 10%.

-Ley 57-07- Art. 21. Todas las autoridades del subsector eléctrico procurarán que el 25% de las necesidades del servicio para el año 2025, sean suplidas a partir de fuentes de energías renovables.

-Ley 57-07- Art. 18. Derecho de vender la producción de la energía eléctrica a los distribuidores.

- Ley 57-07- Art. 63. Derecho preferente y prioritario de conexión a la red de transporte o distribución de sus instalaciones de producción de energía y el derecho preferente a la transferencia al sistema de la energía eléctrica neta, producida a través de la compañía de transmisión o distribución.

-Reglamento Ley 57-07- Art. 118. Deberán ser tenidas en cuenta en el despacho para planificar la operación del régimen ordinario. Serán por tanto programadas y esta programación protegerá los derechos de inyección preferencial que ostentan estas centrales.

-Reglamento Ley 57-07- Art. 123. Los Generadores del Régimen Especial no están obligados a participar en la regulación de frecuencia

### **Instrumentos Comerciales:**

-Ley 57-07- Art. 9. Exención de Impuestos a la Importación de equipos de transformación, transmisión e interconexión de energía eléctrica al SENI.

-Ley 57-07- Art. 9. Exención del Impuesto de Transferencia a los Bienes Industrializados y Servicios (ITBIS) a equipos y materiales.

-Ley 57-07-Art 14. Certificados y/o bonos por reducción de emisiones contaminantes pertenecerán a los propietarios de dichos proyectos para beneficio comercial de los mismos.

-Ley 57-07-Art Artículo 123.- Regulación de Frecuencia. Los generadores de Régimen Especial podrán prestar servicios de reserva primaria y secundaria y recibirán por ello la misma retribución que la generación de Régimen Ordinario.

### **Política Tributaria:**

-Ley 57-07- Art.11. Reducción en 5% del Impuestos al financiamiento externo por la DGII.



## IV. PERSPECTIVA DE LA BIOENERGÍA EN LA REGIÓN

La bioenergía es la mayor fuente de energía renovable en la actualidad, representando el 70% del suministro de energía renovable a nivel mundial y el 10% del suministro total de energía primaria en 2017 (IRENA)<sup>1</sup>, tendencia que ha mantenido desde el 2012. Sin embargo, sigue habiendo grandes desafíos para que la biomasa reemplace los combustibles fósiles de manera más amplia.

La generación de electricidad a partir de biomasa y biocombustibles ha aumentado de manera constante durante la última década desde que, en el 2010, la bioenergía aportó alrededor de 400 TWh de electricidad a nivel mundial, lo cual es equivalente a casi el 2% de la producción mundial de electricidad (IEA)<sup>2</sup>.

La generación de energía a partir de biomasa todavía se concentra en los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), pero China y Brasil también se están convirtiendo en productores cada vez más importantes, gracias a programas de apoyo a la generación de electricidad a partir de biomasa.

En la mayoría de los países de la OCDE, la bioenergía juega solo un papel menor, limitándose mayormente a la generación de calor en edificaciones, aunque su uso se ha vuelto más habitual debido a las políticas de

incentivo en cada país según sus estrategias de transición energética. En los países escandinavos, como Suecia, Finlandia y Austria, el uso de biomasa para calefacción urbana es común y ahora otros países están siguiendo este camino.

Adicionalmente, Latinoamérica se ha beneficiado de costos competitivos, en especial para el desarrollo de energía proveniente de biomasa y biocombustibles. Además de sus efectos socioeconómicos en la creación de empleos, impactos positivos en PIB y el desarrollo de industrias locales relacionadas.

Los proyectos de conversión de la biomasa en electricidad tienen la necesidad de complementar su materia prima principal con otro tipo biomasa suplementaria o combustible de alto poder calorífico debido a múltiples razones entre las cuales se citan: *a) Disponibilidad de biomasa insuficiente, b) Calidad de biomasa insuficiente, c) Variación estacional significativa en el stock de biomasa.*

Sin embargo, estas variables pueden comprometer la viabilidad financiera del proyecto, ya que el precio para la biomasa podría aumentar significativamente.

---

1 IRENA (2020), Renewable Power Generation Costs in 2019, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

2 IEA (2014) Renewables Information 2014, OECD/IEA, International Energy Agency (IEA), Paris.

## Procesos de Conversión Energética de la Biomasa.

La biomasa es definida como “materia orgánica originada en un proceso biológico, espontáneo o provocado, utilizable como fuente de energía”, de acuerdo con el Diccionario de la Real Academia Española (DRAE), lo que permite la posibilidad de usar este biocombustible para la obtención de diferentes tipos de energía.

En la región ALC existe un alto potencial para el aprovechamiento de la biomasa que es generada de los remanentes de otros procesos productivos, por lo que existe una amplia gama de materias primas y tecnologías en la conversión de biomasa en electricidad y/o calor.

Entre las diferentes materias primas que pueden ser aprovechados se encuentran los Desechos Agrícolas, Estiércol Animal, Desechos Forestales, Desechos Municipales, Lodos de Aguas Residuales, Cosechas, y Materia Lignocelulosa.

La energía a partir biomasa se puede obtener mediante algún tipo de procesamiento

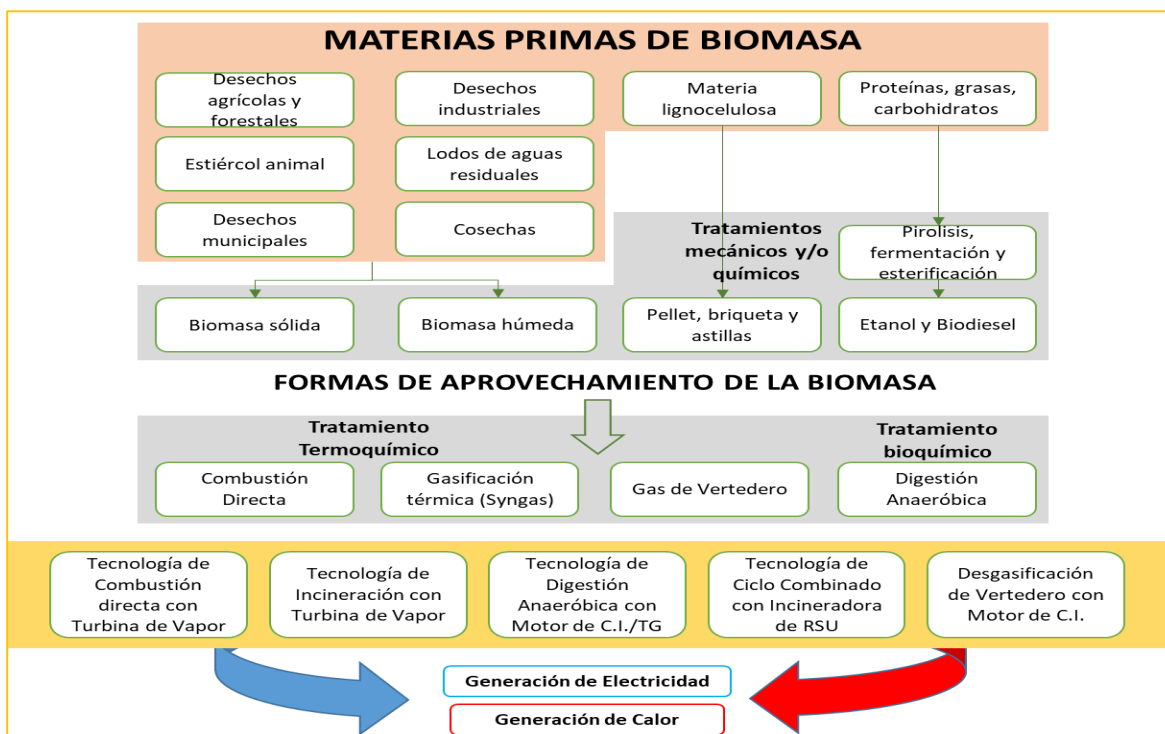
bioenergética, los cuales se clasifican en tres grupos según su fuente de alimentación y su forma de obtener el recurso entre los cuales se citan:

- 1- Conversión biológica (fermentación, digestión anaerobia, hidrólisis enzimática, compostaje)
- 2- Conversión química (industria papelera, transesterificación).
- 3- Conversión termoquímica (pirólisis, gasificación, combustión).

La tecnología más adecuada para la conversión de un tipo de biomasa depende fundamentalmente de su composición y grado de humedad, lo que impacta de manera directa en los factores de producción de este tipo de centrales.

A continuación, se presenta un esquema con los diferentes procesos de conversión de la biomasa en electricidad y calor.

Gráfica 3. Esquema de procesos de conversión de la biomasa en electricidad y calor.



Fuente: Elaboración propia de la Comisión Nacional de Energía, 2020.

Uno de los aspectos más importantes para los propietarios de las centrales es si la tecnología elegida es lo suficientemente madura para su explotación comercial, ya que dependiendo de su desarrollo esto puede

incrementar las posibilidades de obtener o no un financiamiento, en la siguiente tabla se especifican las tecnologías consideradas como maduras y comerciales.

Tabla 5. Tecnologías de conversión de biomasa y su estado de desarrollo actual.

Tecnologías	Investigación y Desarrollo	Demostración	Inicio de comercialización	Comercial
<b>Combustión</b>				
Planta de combustión de Biomasa usando tecnología de parrillas				Comercial
Planta de combustión de Biomasa usando tecnología de lecho fluido burbujeante combinado con caldera de vapor				Comercial
Planta de combustión de Biomasa usando tecnología de lecho fluido circulante combinado con caldera de vapor				Comercial
Planta de combustión de Biomasa usando tecnología de Ciclo Organico de Rankine (ORC)			Inicio de comercialización	
<b>Digestión anaeróbica</b>				
Plantas de Biogas				Comercial
<b>Gasificación</b>				
Corriente ascendente			Inicio de comercialización	
Corriente descendente			Inicio de comercialización	
Lecho fluido		Demostración		
<b>Pretratamiento</b>				
Torrefacción	Investigación y Desarrollo			
Pirólisis/mejora hidrotérmica	Investigación y Desarrollo			

Fuente: Elaboración propia con base de datos de informes del World Bank, Comisión Nacional de Energía, 2020.

### Tendencia de la Tecnología de Incineración de Biomasa Sólida con Turbina de Vapor.

La tecnología de incineración con recuperación de energía se refiere a la combustión de biomasa sólida entre una temperatura de 750 °C y 1000 °C en condiciones controladas. Cabe destacar que la combustión es una reacción de oxidación de los componentes de la biomasa a alta temperatura y en presencia de una cantidad de oxígeno suficiente para producir la oxidación total de los componentes de la biomasa, de la que se obtiene energía en forma de calor la cual se utiliza para calentar el agua, transformándola en vapor a una presión elevada. Después, ese vapor hace girar una turbina, convirtiendo la energía calorífica en energía mecánica que, posteriormente, se transforma en energía eléctrica en el generador.

La biomasa sólida puede incinerarse en varios sistemas de combustión, como parrilla móvil, hornos rotativos y lechos fluidizados. La tecnología de lecho fluidizado requiere que la biomasa sólida tenga un determinado rango de tamaños de partícula, lo que generalmente requiere algún grado de pretratamiento y/o la recogida selectiva de la biomasa.

Los costos tecnología de incineración con recuperación de energía varían según la instalación de acuerdo con la tecnología de combustión elegida, ya que cada una tiene características de diseño únicas, variaciones en los costos de los equipos, capacidad, características de desechos específicas del sitio, requisitos de espacio y requisitos reglamentarios.

Las tecnologías más difundidas a escala comercial para llevar cabo la combustión de biomasa sólida son las tradicionales de parrillas fijas y móviles. Las calderas de parrilla de biomasa no son diferentes en esencia a las utilizadas con otros combustibles sólidos, como el carbón, pero le son incorporadas modificaciones importantes de diseño al objeto de adaptarlas a las características específicas de la biomasa.

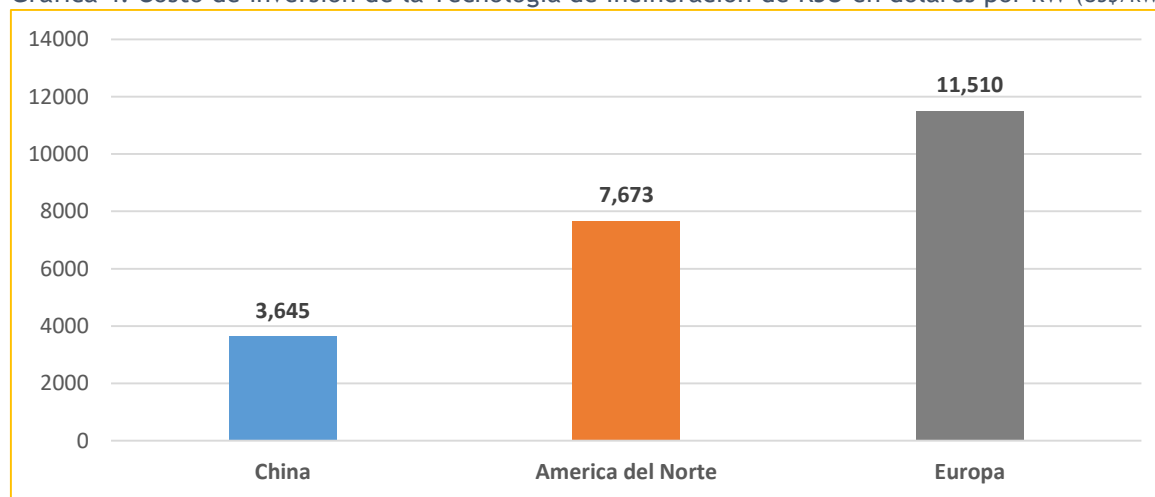
El diseño detallado de una cámara de combustión va normalmente ligado al tipo de parrilla. Su diseño preciso exige ciertos compromisos, dado que los requisitos del proceso cambian con las características del combustible.

En el caso de la biomasa sólida a partir de Residuos Sólidos Urbanos, en Estados Unidos y Europa, se utiliza predominantemente tecnología de parrilla móvil / quemado en masa para incineradores de residuos con recuperación de energía. En Europa, aproximadamente un 90 % de las

instalaciones que tratan RSU utilizan parrillas. En China y el resto del mundo, la tecnología empleada con mayor frecuencia es la de lecho fluidizado circulante (CFB) que refleja el extremo más bajo del costo de inversión, aunque los incineradores de parrilla móvil también se están volviendo más comunes. Además, la misma presenta los menores costos inversión y mantenimiento, sin embargo, la tecnología de parrilla móvil es cada vez más común<sup>3</sup>. En muchos países, para aumentar el poder calorífico de los residuos optan por la instalación de una infraestructura para la preparación de Combustible Derivado de Residuos, (Rdf por sus siglas en inglés), lo cual puede influir en los costos unitarios de inversión.

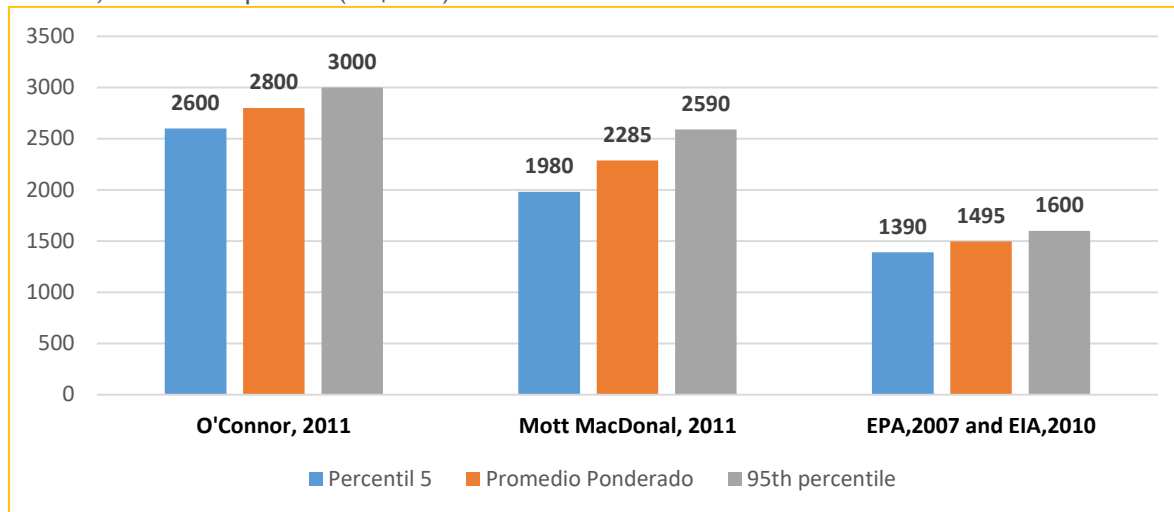
En las siguientes gráficas, se muestran los costos de inversión unitario para las instalaciones de incineración de biomasa sólida por capacidad instalada en dólares por kW (US\$/kW), según la tecnología utilizada en cada región y el tipo de biomasa sólida utiliza como fuente de energía primaria.

Gráfica 4. Costo de inversión de la Tecnología de Incineración de RSU en dólares por kW (US\$/kW).



**Notas:** (1) Los costos de Inversión en Estados Unidos y Europa se basan en la tecnología de hornos rotativos. **Fuente:** Elaboración propia con Base de Datos de los Costos de la Energía Renovable, World Bank., 2020.

Gráfica 5. Costo de inversión de la Tecnología de combustión de Bagazo, Cultivos Forestales y Madera, en dólares por kW (US\$/kW).



Fuente: Elaboración propia con Base de Datos de los Costos de la Energía Renovable.

### Tendencia de la Tecnología de Digestión Anaeróbica con Motor de Combustión Interna.

La tendencia de la tecnología de digestión anaeróbica se refiere a un proceso biológico natural en el que los sustratos y/o desechos orgánicos son parcialmente descompuestos por una población mixta de bacterias en ausencia de oxígeno para la producción de biogás, el cual es una mezcla de metano (CH<sub>4</sub>) y dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), en una atmósfera sin oxígeno en condiciones anaeróbicas controladas.

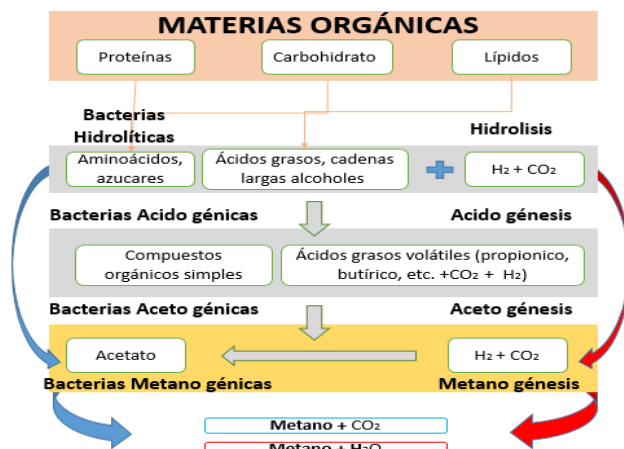
Para que el proceso sea económicamente eficiente, incluir parámetros técnicos y económicos tales como especies de microorganismos, pretratamiento y purificación tecnologías, propiedades del sustrato y condiciones óptimas del reactor, y de esta forma la biomasa se transforma en biogás.

La reacción general se resume como sigue:



La producción de biogás tiene cuatro (4) fases por lo cual tiene que pasar la biomasa, entre los cuales citan la fase de: 1) Hidrolisis, 2) Acidogénesis, 3) Cetogénesis, 4) Metanogénesis, tal como se muestra en el siguiente esquema.

Gráfica 6. Esquema de procesos de transformación de biomasa en biogás.



Fuente: Elaboración propia de la Comisión Nacional de Energía, 2020.

Cabe destacar que, aunque los procesos de digestión anaeróbica son idénticos en todas las centrales de este tipo de tecnología, los modelos de digestión anaeróbica pueden variar según el tipo de biomasa a utilizar, ya sea por el tipo de biomasa húmeda o biomasa seca.

Los conceptos de digestión húmeda se aplican principalmente en el sector agrícola, y los conceptos de digestión seca se aplican principalmente en el sector de residuos

orgánicos municipales por contener una alta cantidad de componentes gruesos.

Los países en desarrollo comúnmente usan la digestión anaeróbica para tratar los desechos de las granjas y cumplir con las normas de medio ambiente con relación a la disposición final de dichos desechos. En Europa, la tecnología se ha utilizado para tratar la fracción orgánica de los Residuos Sólidos Urbanos (RSU) durante más de 20 años.

En un futuro próximo, se espera que la digestión anaeróbica se convierta en la tecnología más popular para transformar en energía la parte orgánica de los residuos sólidos urbanos dado que, desde el punto de vista de las necesidades energéticas y la protección del medio ambiente, puede contribuir significativamente al desarrollo sostenible y a una valiosa contribución de la reducción de los Gases de Efecto Invernadero (GEI).

El proceso de digestión anaeróbica generalmente disminuye el contenido de sólidos en un 50-60% mientras conserva los nutrientes para el suelo y elimina hasta el 95% de los organismos que causan enfermedades.

La economía de la tecnología de digestión anaeróbica está relacionada con factores como la disponibilidad de residuos y logística, eficiencia de procesos y propiedades del

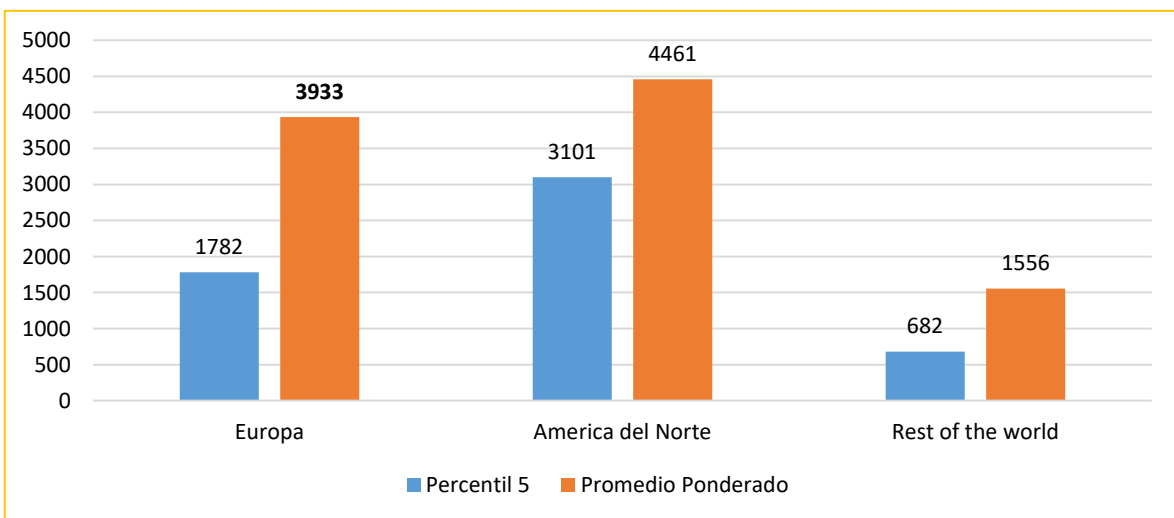
producto final. En la actualidad existe una amplia variedad de residuos lignocelulósicos con bajo costo y una alta disponibilidad que se puede tratar para la producción de biogás.

En comparación con otros combustibles, el biogás contiene una proporción de metano que realiza una combustión más completa, lo que se traduce en la generación de menos dióxido de carbono y menos contaminantes atmosféricos por unidad de energía. Un m<sup>3</sup> biogás que se aprovecha en un generador de energía eléctrica es suficiente para generar un estimado de 2.2 kWh<sup>1</sup> de electricidad. La producción de electricidad depende considerablemente de la eficiencia de los equipos que se utilizan para el aprovechamiento del biogás.

Por otra parte, los demás remanentes de la reacción se refinan para luego utilizarse como fertilizante orgánico de alta calidad en la horticultura o la agricultura. Por tanto, estos proyectos pueden percibir ingresos por la venta de electricidad a partir de biogás y por la venta de digestato el cual sirve como fertilizante.

En la siguiente gráfica, se muestran los costos de inversión unitario para las instalaciones de digestión anaeróbica por capacidad instalada en dólares por kW (US\$/kW), según la tecnología utilizada en cada región.

Gráfica 7. Costos de Inversión de la Tecnología Digestión Anaeróbica en dólares por kW (US\$/kW).



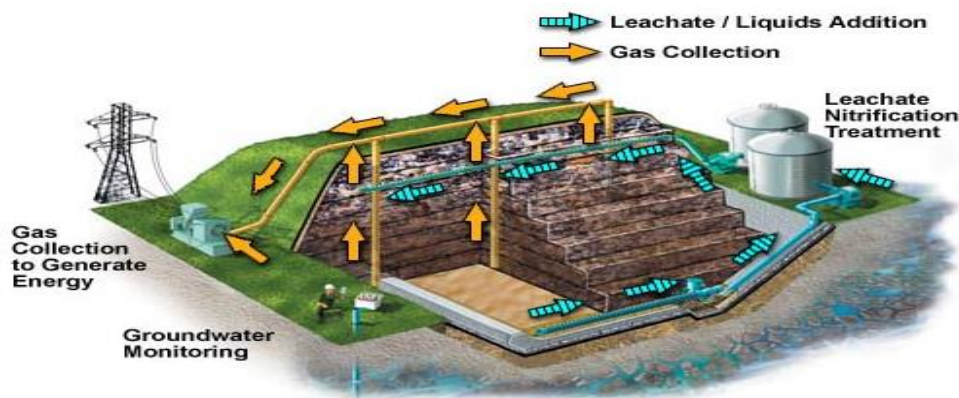
Material orgánico sobrante de industrias productoras de alimentos, Lodos de plantas de flotación y otros tipos de lodos, verduras y frutas de la agricultura. **Fuente:** Elaboración Propia con base de datos de Costos de la Energía Renovable, IRENA, 2020.

## Tendencia de la Incineración de RSU con aprovechamiento de gas de Relleno Sanitarios.

El gas de vertedero tiene un valor térmico de aproximadamente la mitad que el del gas natural y a menudo puede utilizarse en lugar de los combustibles fósiles convencionales en ciertas aplicaciones. Es una fuente local confiable de energía renovable porque se genera las 24 horas del día, los 7 días de la semana a partir de los desechos domésticos y comerciales que se depositan continuamente en los vertederos. Al utilizar el gas de vertedero para producir energía, los vertederos pueden reducir considerablemente sus emisiones de metano y se puede ayudar a compensar la necesidad de generar energía a partir de combustibles fósiles, reduciendo de esta manera las emisiones de CO<sub>2</sub>, dióxido de azufre, óxidos

de nitrógeno y otros contaminantes. Para realizar la desgasificación de un relleno sanitario debidamente gestionado, los residuos deben pasar por un proceso de compactado para ahorrar espacio; luego se instalan sistemas de captación de gases para capturar el gas de relleno sanitario inflamable que se forma a medida que el material de desecho orgánico se descompone dentro del relleno, posteriormente se aplica un revestimiento impermeable en la parte inferior sobre los desechos de manera regular para controlar los malos olores de la basura; y finalmente se aprovecha el gas de vertedero para generar energía. En la siguiente figura se muestra una vista en corte de un biorreactor anaeróbico.

Ilustración 2. Vista en corte de un biorreactor anaeróbico.



Fuente: Agencia de protección ambiental de los Estados Unidos, EPA, 2020.

Cabe destacar que en los rellenos sanitarios la tasa de producción de gas de vertedero está en su punto máximo en la colocación inicial de residuos, después de un breve lapso de tiempo durante el cual se establecen condiciones anaeróbicas. Entonces se supone que la tasa de producción de gas disminuye exponencialmente a medida que disminuye la fracción orgánica de los desechos del vertedero. Sin embargo, si las condiciones del vertedero no son favorables para los organismos metanógenos, es posible que nunca se alcance la capacidad potencial de generación de metano de la basura,

independientemente de que pueda tener un alto contenido de celulosa.

En Latinoamérica, los rellenos sanitarios son gestionados por empresas especializadas para que realicen la administración, control y operación del adecuado confinamiento de los residuos sólidos municipales; el cual comprende el esparcimiento, acomodo y compactación de los residuos, su cobertura con tierra u otro material inerte; el control de los gases, de los lixiviados y de la proliferación de vectores, con el fin de evitar

la contaminación del ambiente y proteger la salud de la población.

Los gobiernos locales tienen la obligación de gestionar los residuos de origen domiciliario, comercial y de aquellas actividades que generen residuos similares a éstos, en todo el ámbito de su jurisdicción, operando sistemas de recolección, barrido, tratamiento, transporte y disposición final de residuos sólidos, los cuales pagan una tarifa de volcado a las empresas que gestionan los rellenos sanitarios.

Los costos de aprovechamiento del gas de vertedero en Relleno Sanitario dependen en gran medida de los costos asociados a los Sistemas de captación y recolección del gas de vertedero por cada hectárea gestionada en el relleno sanitario, además de las plantas de lixiviados, aguas pluviales, cierre y post cierre. Los costos de los rellenos sanitarios se pueden dividir en tres componentes: (1) capital, (2) operaciones y mantenimiento, y (3) cierre y post cierre.

Los costos de capital son típicamente del 25 al 50% del costo total de por vida de un relleno sanitario. Un punto de referencia de la industria es el costo del sistema de captación y recolección del gas de vertedero el cual asciende a US\$ 75,000 por cada hectárea gestionada en el relleno sanitario. El sistema de captación de biogás se encarga de recibir los gases de metano producidos en el relleno. Los costos operativos generalmente caen en el rango de \$ 3-5 / tonelada. Los costos de cierre y post cierre asciende a US\$ 125,000 por cada hectárea. El post-cierre requiere monitorear y realizar las acciones correctivas necesarias hasta 30

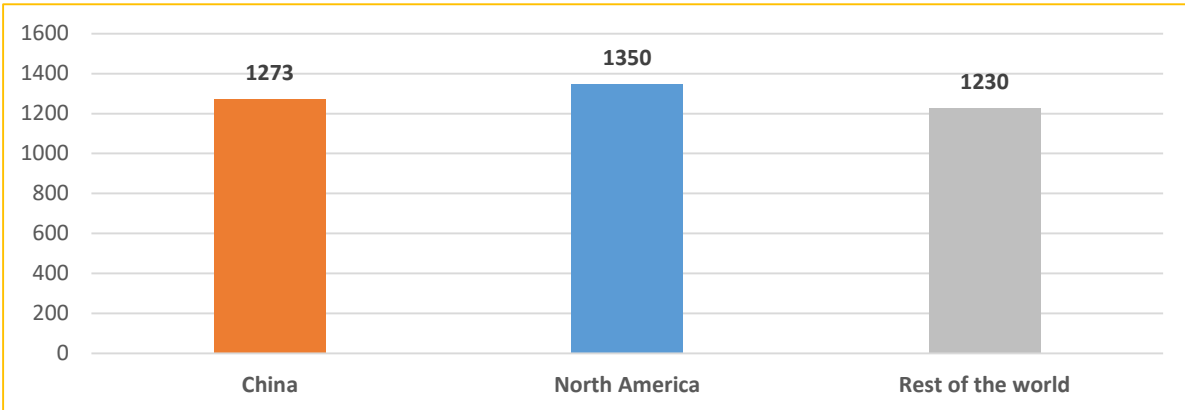
años. El revestimiento es un elemento importante de la operación del relleno sanitario debido a que reduce los malos olores, evita los enjambres de aves, la infestación de roedores, controlar la propagación de gérmenes y embellece el paisaje. El mismo debe contabilizarse mediante la creación de reservas financieras establecidas mientras la instalación está operativa.

Cabe destacar que el gas de relleno sanitario se puede emplear como gas de alto poder calorífico (BTU, Unidad Térmica Británica), para su uso en calderas en el sitio y para la generación de electricidad mediante motores de combustión interna. El motor alternativo de combustión interna es la tecnología más utilizada para la generación de energía eléctrica a partir de gas de vertedero, ya que es económicamente viable. Las turbinas de gas (GT) son la segunda tecnología más utilizada para la conversión de energía de biogás, aunque el número de instalaciones es significativamente menor que el de los motores de combustión interna.

Los costos de inversión unitario para las instalaciones de motores de combustión interna que aprovechen gas de vertedero como fuente de energía primaria ascienden aproximadamente US\$ 781/kW con unos costos de mantenimiento asociados US\$ 0.0093/kWh.

En la siguiente gráfica, se muestran los costos de inversión unitario para las instalaciones con aprovechamiento de gas de relleno sanitario por capacidad instalada en dólares por kW (US\$/kW).

Gráfica 8. Costos de Inversión de las instalaciones con aprovechamiento de gas de relleno sanitario en dólares por kW (US\$/kW).



**Notas:** Los costos de inversión en un relleno sanitario corresponden al aprovechamiento de la parte orgánica de los residuos mediante la desgasificación del relleno sanitario para la generación de electricidad con motor de combustión interna. **Fuente:** Elaboración propia con Base de Datos de los Costos de la Energía Renovable, O'Connor, D. (2011), Biomass Power Technology Options. Presentation of Electrical Power Research Institute (EPRI) to the U.S Department of Energy: Biomass 2011, USA.

En Latinoamérica, los esquemas de negocios de un relleno sanitario pueden variar para lograr la óptima administración, control y operación del adecuado confinamiento de los residuos sólidos municipales según sea la tecnología de valorización energética empleadas en la producción de electricidad. Entre las tecnologías de valorización energética empleadas para la producción de electricidad y que se pueden encontrar en un relleno sanitario se encuentran: (1) Tecnología de Incineración a partir de RSU con Turbina de Vapor, (2) Tecnología de Digestión Anaeróbica con motor de combustión interna, (3) Desgasificación de Vertedero con motor de combustión interna.

Sin embargo, todos los costos de inversión, administración, control y operación de un relleno sanitario deben ser cubiertos por la tarifa de volcado y el aprovechamiento de los residuos vertidos para la producción de electricidad, venta de reciclaje y venta de certificados de carbono.

A continuación, se muestra una figura con las distintas inversiones y/o tecnologías de conversión de biomasa en electricidad a través de la incineración de RSU con aprovechamiento de gas de vertedero que se pueden encontrar en un relleno sanitario.

Gráfica 9. Esquema de Inversiones y/o tecnologías de conversión de biomasa en electricidad a través de la incineración de RSU con aprovechamiento de gas de vertedero.

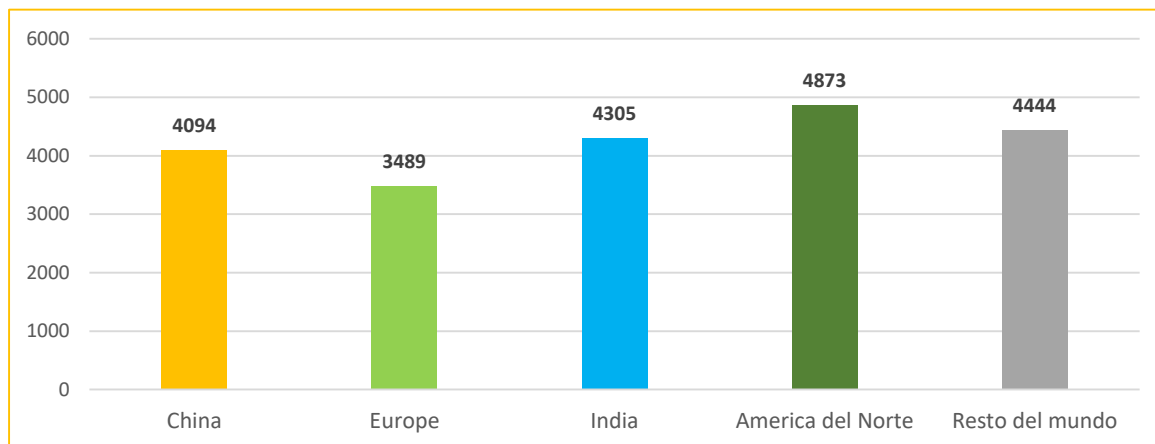


**Fuente:** Elaboración propia de la Comisión Nacional de Energía, 2020.

En la siguiente gráfica, se muestran los costos de inversión unitario para las instalaciones con tecnología de incineración con aprovechamiento de gas de relleno sanitario

por capacidad instalada en dólares por kW (US\$/kW) sin incluir las inversiones del pretratamiento de los residuos para convertirlos en Combustible Derivado de Residuos (Rdf).

Gráfica 10. Costos de Inversión de las instalaciones de incineración de RSU con aprovechamiento de gas de relleno sanitario, y sin pretratamiento de Rdf, en dólares por kW (US\$/kW).



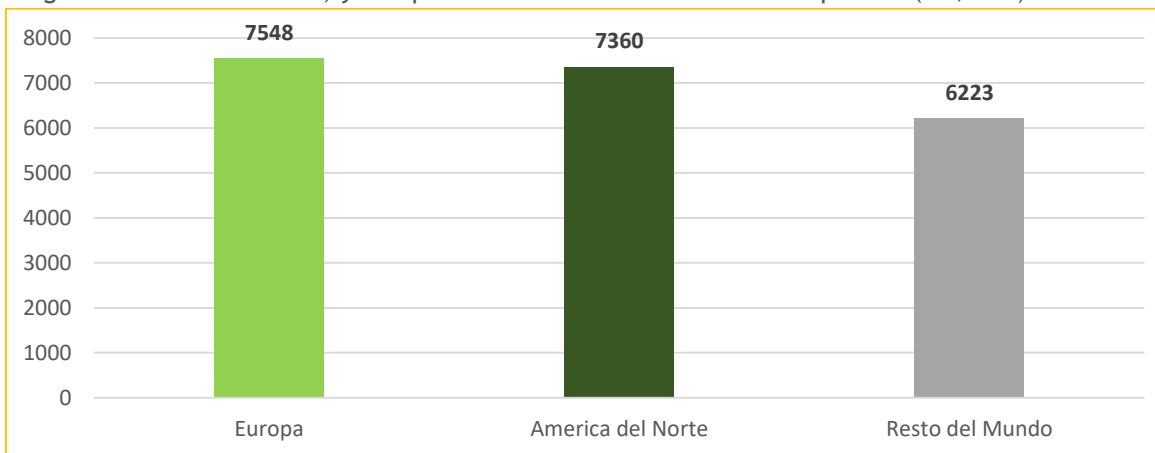
Fuente: Elaboración propia con Base de Datos de los Costos de la Energía Renovable, IRENA 2020, World Bank 2020.

Los costos de inversión en un relleno sanitario varían según la tecnología empleada en cada región para el manejo óptimo de los residuos y su debida valorización energética con la tecnología de Incineración a partir RSU con turbina de vapor, tecnología de digestión anaeróbica con motor de combustión interna, y desgasificación de Vertedero con motor de combustión interna.

actividades afines para su disposición final en los rellenos sanitarios, por tanto, los costos anteriores no consideran la inversión asociada al reciclaje y el pretratamiento de los residuos en la conversión de combustible derivado de residuo (Rdf por sus siglas en inglés). A continuación, se muestran los costos de las instalaciones de incineración de RSU con aprovechamiento de gas de relleno sanitario, incluyendo las inversiones asociadas al pretratamiento de los combustibles derivados de residuos.

Cabe destacar, que estos países cuentan con un manejo de clasificación de los residuos de origen domiciliario, comercial y de aquellas

Gráfica 11. Costos de Inversión de las instalaciones de incineración de RSU con aprovechamiento de gas de relleno sanitario, y con pretratamiento de Rdf en dólares por kW (US\$/kW).

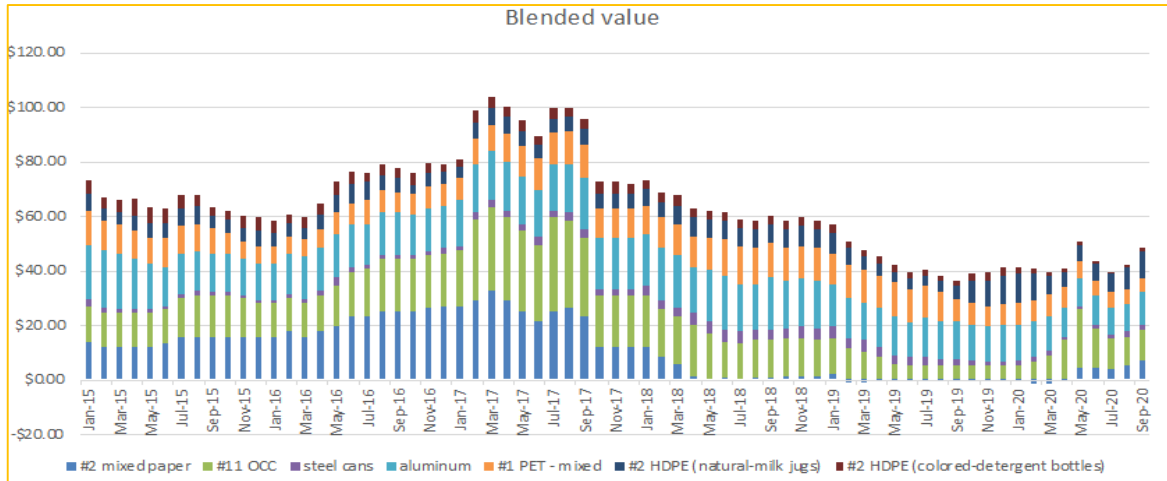


Fuente: Elaboración propia con Base de Datos de los Costos de la Energía Renovable, IRENA 2020.

Sin embargo, estos proyectos contemplan venta de materiales reciclados e ingresos por residuos vertidos en la disposición final. Con respecto a los ingresos de los montos que resultantes de la recuperación de materiales estos pueden variar según el tipo de material.

A continuación, se muestra el valor combinado de materiales reciclados en el mercado de EE. UU, en el que se muestra como un valor promedio de US\$ 50/ton en el año 2020.

Gráfica 12. Costo combinado de materiales reciclados en el mercado de EE. UU en dólares por toneladas (US\$/ton).



Fuente: More Work is Needed to Make Recycling Economically Sustainable. Anne Germain, Oct 06, 2020.

Con respecto a los ingresos por residuos vertidos en la disposición final, el costo promedio o costo de volcado en América Latina y el Caribe (ALC) en el año 2010, de acuerdo al Informe de la Evaluación Regional del Manejo de Residuos Sólidos Urbanos en ALC, es de US\$20.43/Toneladas, el cual contiene todas las actividades de proceso industrial o manual mediante el cual los materiales recuperados de los residuos, a través de una gestión de manejo apropiado, se reincorporan al ciclo económico y productivo en la cadena de valor y custodia de los residuos. Esto incluye la reutilización, remanufactura, desensamble, reacondicionamiento, rediseño, tratamiento, reciclado, coprocesamiento u otra modalidad que conlleve beneficios sanitarios, ambientales y económicos, de forma eficiente, sea como insumos de proceso o energía; sin poner en peligro la salud humana y sin utilizar métodos que puedan causar perjuicio al medio ambiente.

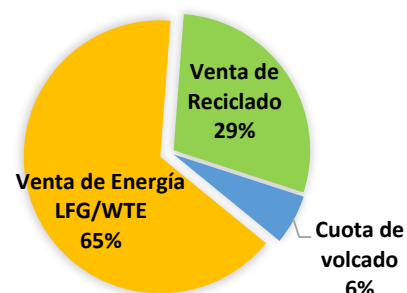
Cabe destacar que la tarifa de volcado de US\$20.43/Toneladas, no considera los ingresos que pudieran surgir de la venta de electricidad, lo cual impacta

considerablemente los costos de la tarifa de volcado.

En países de Latinoamérica, en el cual la tarifa de volcado es de aproximadamente US\$[2-5] /Toneladas complementan los ingresos mediante la venta de electricidad, para el correcto manejo en la administración, operación y control de los residuos.

A continuación, se muestra una gráfica con los ingresos totales considerando US\$[2-5] /Toneladas por tarifa de vertido.

Gráfica 13. Distribución de ingresos de las instalaciones de incineración de RSU con aprovechamiento de gas de relleno sanitario.



Fuente: Elaboración propia de la Comisión Nacional de Energía, 2020.

## Tendencia de la Tecnología de Ciclo Combinado con Incineradora de RSU.

La Tecnología de Ciclo Combinado con Incineradora de Residuos Sólidos transforma la energía térmica en electricidad mediante el trabajo conjunto de dos ciclos consecutivos: el ciclo de Brayton, que corresponde a la turbina de gas convencional, y el ciclo de Rankine, que opera con la turbina de vapor. Este tipo de configuración tiene integrado un horno-caldera que incinera los residuos en el segundo ciclo térmico del ciclo combinado. Las centrales térmicas de ciclo combinado se caracterizan por ser más flexibles que las convencionales. Esto significa que puede operar a plena carga o cargas parciales, hasta un mínimo de aproximadamente el 45% de la potencia máxima. Además, son más eficientes - mayor eficiencia por un margen más amplio de potencias-, sus emisiones son más bajas, el consumo de agua de refrigeración es más reducido y ahorran energía en forma de combustible. Por último, se construyen más rápidamente que otras centrales y requieren menor superficie por MW instalado, lo que reduce el impacto visual.

La central térmica de ciclo combinado con Incineradora de residuos sólidos se compone principalmente de tres elementos: turbina de gas, turbina de vapor, caldera de recuperación y una incineradora de Residuos Sólidos.

A continuación, se destacan los detalles de cada uno de ellos:

1- Compresor. Su función es inyectar el aire a presión para la combustión del gas y la refrigeración de las zonas calientes.

2- Cámara de combustión. Lugar donde se mezcla el gas con el aire a presión, produciendo la combustión.

3- Turbina de gas. Espacio donde se produce la expansión de gases que provienen de la cámara de combustión. Consta de tres o cuatro etapas de expansión. La temperatura de los gases de entrada puede llegar a los

1.400°C, mientras que los gases de salida alcanzan los 600°C.

4- Turbina de vapor. Transforma la energía del vapor en energía cinética del rotor. Por lo general, consta de tres cuerpos y está basada en la tecnología convencional. Es muy habitual que la turbina de vapor y la de gas estén acopladas a un mismo eje, de manera que accionan un mismo generador eléctrico.

5- Caldera de recuperación. Se trata de una caldera convencional donde el calor de los gases que provienen de la turbina de gas se aprovecha en un ciclo de agua-vapor.

6- Incineradora de Residuos Sólidos. Se trata de un horno-caldera que incinera los residuos y está integrado en el segundo ciclo térmico del ciclo combinado, donde el calor de los gases que provienen de la combustión directa de los residuos sólidos se mezclan en la caldera de recuperación con los gases proveniente de la turbina de gas. Es decir, el vapor del segundo ciclo se calienta no solo con los gases de combustión que vienen de la turbina de gas, sino también con la energía térmica liberada en la combustión de los residuos.

Los costos de inversión unitario para las tecnologías de Ciclo Combinado ascienden aproximadamente a US\$ 1,084/kW, pero pueden variar según la capacidad de incineración integrada en el segundo ciclo térmico del ciclo combinado, ya que dicha instalación depende del diseño de las toneladas máximas a procesar de manera anual y sus costos no se encuentran asociados al ciclo combinado.

En ese sentido, los costos asociados a la incineradora de RSU deberán ser considerados en los precios de suministro de combustible como parte de un cargo fijo, ya que según el diseño de toneladas de RSU a incinerar, podría añadir temperatura al ciclo combinado y reducir el consumo combustible.

## Costos de Inversión de las tecnologías de conversión de biomasa en electricidad.

A continuación, se presentan los costos de inversión unitario de las centrales seleccionadas para el desarrollo de las tecnologías de conversión de biomasa en electricidad.

Tabla 6. Resumen de los Costos de Inversión unitario, en dólares por kW instalado.

Tecnologías de Conversión de Biomasa en Electricidad	Tipo de Biomasa	Costo de Inversión (USD/kW)
Combustión	Cultivos Energéticos y Residuos Forestales	2,590 (a)
	Residuos Sólidos Urbanos (RSU)	3,645 (b)
	Bagazo	2,590 (a)
Digestión Anaeróbica	Residuos Agrícolas y Residuos Agropecuarios	3,933
Desgasificación de Vertedero	Residuos Sólidos Urbanos (RSU)	1,350
Incineración con Aprovechamiento de gas de vertedero	Residuos Sólidos Urbanos (RSU)	6,223 (c)
Ciclo Combinado con Incineradora de RSU	Residuos Sólidos con Hibridación de Fósil	1,084 (d)

**Notas:** (a) Los costos de Inversión se basan en la tecnología de parrilla móvil. (b) se ha considerado una incineradora de horno de caldera. (c) Se ha considerado la instalación de una planta de tratamiento de los RSU. (d) Los costos asociados a la incineradora de RSU son considerados en el costo de suministro de combustible debido a que añade temperatura al ciclo combinado y reduce el consumo combustible. **Fuente:** Elaboración Propia con base de datos de Costos de la Energía Renovable, IRENA, World Bank, EIA.

## Costos de Operación y Mantenimiento de las tecnologías de conversión de biomasa en electricidad.

A continuación, se presentan los costos de operación y mantenimiento de las diversas tecnologías de conversión de biomasa en Electricidad.

Tabla 7. Resumen de los Costos de Operación y Mantenimiento, en dólares por kW.

Tecnologías de Conversión de Biomasa en Electricidad	Tipo de Biomasa	Costo O&M Fijo (USD/kW)
Combustión	Cultivos Energéticos y Residuos Forestales	125.72 (b)
	Residuos Sólidos Urbanos (RSU)	125.72 (a)
	Bagazo	125.72 (b)
Digestión Anaeróbica	Residuos Agrícolas y Residuos Agropecuarios	332.4
Aprovechamiento Biogás de Vertedero	Residuos Sólidos Urbanos (RSU)	35.16
Incineración con Aprovechamiento de Biogás de vertedero	Residuos Sólidos Urbanos (RSU)	160.88
Ciclo Combinado con Horno de Caldera de RSU	Residuos Sólidos Urbanos (RSU) con Hibridación de Fósil	14.11

**Notas:** (a) Los costos de Operación y Mantenimiento representan un 8% de los costos totales de inversión, los cuales ascienden a 45 [US\$/MWh-mes]. **Fuente:** Elaboración Propia con base de datos de Energy Information Administration (EIA) y el World Bank.



# V. COSTOS DE PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD A PARTIR DE BIOMASA EN R.D.

El suministro seguro a largo plazo de materias primas de bajo costo y de origen sostenible es fundamental para la economía de las centrales eléctricas de biomasa, ya que determinan su factibilidad técnica y económica.

Dependiendo del origen de la biomasa estas se pueden clasificar en tres (3) grupos<sup>4</sup>:

1. Biomasa natural: es aquella que produce la naturaleza sin la intervención del hombre o de otras especies.
2. Biomasa residual: es aquella generada como residuo a partir de las actividades del hombre como: Ganadería, Industria agrícola, Industria maderera, Industria depuradora, residuos orgánicos del consumo etc.
3. Cultivos biomásicos: Es aquella biomasa que se cultiva con el fin de ser destinada a la producción de energía, sea por combustión directa o por transformación del recurso en un combustible más refinado.

Los precios de las biomásas pueden exceder significativamente los costos en algunos mercados si los precios se establecen en relación con el costo de oportunidad de los combustibles competidores, generando así incertidumbre en los proyectos y, por tanto, en los costes de financiación.

Cabe destacar que dependiendo del tipo de biomasa y de la decisión del poseedor en desprenderse por exigencias medioambientales, los costos de adquisición pueden ser cero en algunos casos.

Los costos de biomasa incluyen la necesaria preparación del recurso, antes de que pueda usarse para alimentar la central de generación de electricidad, lo cual impacta los costes de la cadena de suministro.

La cadena de suministro de la biomasa puede contener, dependiendo del tipo, gastos en recolección, picado, carga, transporte, descarga, tasa de derechos de tala y costo de compra.

A continuación, se muestra una tabla con los costos de suministro de la biomasa forestal puesta en planta en varios países con sus respectivas características.

---

<sup>4</sup> Klass, Donald. Biomass for renewable energy and fuels. Elsevier, 1998.

Tabla 8. Costos de suministro de la biomasa forestal en varios países con sus respectivas características.

Tipos de Biomasa	Bagazo (a)	Cascarilla de Arroz	Residuos de Maderas (b)	Otros Residuos Forestal
Poder Calorífico [MMBTU/Ton]	8.4	14.0	18.9	10.9
Poder Calorífico [kJ/kg]	8,900	14,800.0	19,900	11,500
Costo Biomasa [US/ton]	11.0	22.0	50.0	15.0
Costo Biomasa [US/MMBTU]	1.3	1.6	2.7	1.4
Humedad [%]	[40-55]	[11]	[5-15]	[30-40]

**Nota:** Los costos de biomasa contienen los gastos en la recolección, cosecha, picado, carga, transporte, descarga, tasa de derechos de tala y rentabilidad por beneficio. (a) Costos promedio de Brasil e India. (b) Costos promedio de Brasil y República Dominicana. **Fuente:** Estudio de la producción actual y potencial de biomasa para la generación de energía en República Dominicana, CNE 2018.

Los costos incurridos en residuos agrícolas puestos en planta pueden ser modestos cuando pueden recolectarse y transportarse fácilmente en distancias cortas, pero pueden ser mucho más altos cuando se trata de distancias significativas, ya que muchas materias primas de biomasa tienen valores de densidad energética relativamente bajos y, por lo tanto, son voluminosos y costosos de transportar a largas distancias.

Los precios de las materias primas en los países en desarrollo están disponibles, pero relativamente limitados. En el caso de Brasil, el precio del bagazo varía significativamente, dependiendo el período de cosecha puede variar de cero a USD 27 / tonelada con un precio medio de alrededor de USD 11 / tonelada, donde exista un mercado. Estos precios del bagazo hacen que su implementación con centrales eléctricas que usen otras materias primas sea extremadamente desafiante, excepto donde

existe una materia prima cautiva (es decir, en la industria de la pulpa y el papel). Como resultado, la mayoría de los otros proyectos de generación de energía bioenergética en Brasil depende del licor negro y los desechos de madera para la cogeneración en la industria con el excedente de electricidad vendido al mercado.<sup>5</sup>

Cabe destacar que los precios de compra de cualquier tipo de biomasa dependen en gran medida de los porcentajes de humedad que contenga, lo cual impacta de manera directa el poder calorífico y su valor en el mercado. A continuación, se muestra un análisis químico inmediato (base húmeda) de las muestras de biomasa en la República Dominicana realizado en el estudio de la producción actual y potencial de biomasa para la generación de energía en República Dominicana, en la cual se puede verificar el PCS de cada biomasa analizada.

Tabla 9. Resumen de muestras de biomasa en la República Dominicana.

Biomasa Analizada	Tipo de Biomasa	Carbono Fijo	Materia volátil	Cenizas	PCS (MJ/kg)
Acacia Monte Plata	Forestal	19.7	78.6	1.7	18.2
Acacia Bonao	Forestal	18.6	79	2.4	17.2
Leucaena	Forestal	19.8	76.4	3.8	17.1
Bagazo de caña	Residual	18.9	75.9	5.2	16.9
Jícara de coco	Residual	19.8	79.4	0.8	17.9
Paja de coco	Residual	19.7	77.9	2.4	17.7
Yerba Merker	Herbácea	19.5	73.7	6.8	15.8
Cascarilla de Arroz	Residual	16.5	65.9	17.6	14.8
Aserrín	Residual	19.9	79.5	0.6	18.1

**Nota:** Los costos de biomasa contienen los gastos en la recolección, cosecha, picado, carga, transporte, descarga, tasa de derechos de tala y rentabilidad por beneficio. **Fuente:** Estudio de la producción actual y potencial de biomasa para la generación de energía en República Dominicana (pp. 4-105). Comisión Nacional de Energía, 2018.

<sup>5</sup> International Renewable Energy Agency (IRENA). (2012). Biomass for power generation (pp. 16-37). Abu Dhabi: IRENA Secretariat.

A continuación, se presenta una evaluación de los Costos variables de producción unitarios de la tecnología de combustión de a partir de Residuos Forestales entre otros,

sobre la base de un Benchmarking de los costos de la cadena de suministro en el mercado internacional y nacional y los costos de la biomasa forestal de la tabla 9.

Tabla 10. Costos variables de producción unitarios de la Tecnología de combustión de Residuos Forestales y Residuos de Madera entre otros, en dólares por kW (US\$/MWh).

Rendimiento [MMBTU/MWh]	Tipos de Biomasa				
	Bagazo	Cascarilla de Arroz	Residuos Forestales	Acacia mangium	Residuos de Maderas
	<b>Costos Variables de Producción de Energía [US\$/MWh]</b>				
9.0	11.73	14.11	23.85	12.38	28.09
10.0	13.04	15.68	26.50	13.76	31.21
11.0	14.34	17.25	29.15	15.14	34.33
<b>12.0</b>	<b>15.65</b>	<b>18.82</b>	<b>31.80</b>	<b>16.51</b>	<b>37.45</b>
13.0	16.95	20.38	34.46	17.89	40.57
14.0	18.25	21.95	37.11	19.26	43.69

**Nota:** Fueron considerados los costos de biomasa de la tabla anterior los cuales contienen los gastos en la compra, recolección, cosecha, picado, carga, transporte, descarga, tasa de derechos de tala y margen de intermediación. **Fuente:** Estudios de Biomass for power generation, (IRENA); Estudio de la producción actual y potencial de biomasa para la generación de energía en República Dominicana, Comisión Nacional de Energía, 2018.

Los costos de producción con la Tecnología de Incineración de Residuos Sólidos Urbanos (RSU) pueden variar si los residuos pasan por un proceso pretratamiento y preparación de combustible derivado de residuo (Rdf por sus siglas en inglés) con alto poder calorífico, el cual sería un costo variable asociado a los residuos.

A continuación, se presenta una evaluación de los costos incurridos en las instalaciones que realizan el pretratamiento y preparación de combustible derivado de residuo (Rdf), sobre la base de un Benchmarking de los costos en el mercado internacional y nacional.

Tabla 11. Costo variable de pretratamiento y preparación de Combustible Derivado de Residuo.

Inversión Total	[US\$]	36,500,000
Tasa de Interés Anual	[%]	9%
Duración Financiamiento	Años	8
Anualidad de la inversión	[US\$]	6,594,615
Capacidad de procesamiento de diseño	[ton/hr]	40
Cantidad de unidades	#	5
Factor de Utilización	[%]	70%
Toneladas Procesadas	[ton/año]	1,226,400
<b>Costo Variable de Procesamiento (Rdf)</b>	<b>[US\$/ton]</b>	<b>5.38</b>

**Nota:** Además se ha consideraron en el costo de la inversión total cinco (5) unidades clasificadoras, con una capacidad de procesamiento de 40 toneladas por hora con un factor de utilización de 70%, con la función de adecuar, clasificar y preparar los residuos sólidos para ser llevados a las facilidades de Wte. **Fuente:** Elaboración propia de la Comisión Nacional de Energía, 2020.

Visto lo anterior, a continuación, se presenta una central de generación con la tecnología de incineración de residuos cuando se encuentra fuera de las instalaciones de un

relleno sanitario e incurre en los costos de pre-tratamiento y preparación de Combustible Derivado de Residuo.

Tabla 12. Costo variable de producción unitario de la Tecnología de Incineración a partir residuos sólidos urbanos (RSU).

Costo Variable de Procesamiento Rdf	[US\$/ton]	5.38
Costo de Transporte (a)	[US\$/ton]	2.00
Margen de Rentabilidad (b)	[US\$/ton]	3.08
Poder Calorífico (PCI)	[MMBTU/Ton]	9.48
Poder Calorífico (PCI) (c)	[kJ/kg]	10,000.00
<b>Costo Variable de Procesamiento Rdf</b>	<b>[US\$/MMBTU]</b>	<b>1.10</b>
<b>Costo variable combustible (d)</b>	<b>[US\$/MWh]</b>	<b>13.24</b>

**Nota:** (a) Se consideró un costo de transporte base próximo a la instalación de WtE. (b) Margen de rentabilidad de un 15.0 [%], expresado en US\$/ton. (c) El poder calorífico inferior ha sido calculado mediante un método experimental. (d) Se ha considerado un rendimiento de la tecnología de combustión de 12.0 [MMBTU/MWh]. **Fuente:** Elaboración propia de la Comisión Nacional de Energía, 2020.

Sin embargo, hay que resaltar que si las inversiones de pre-tratamiento y preparación de combustible derivado de residuo se encuentran dentro de un relleno sanitario el costo variable combustible será igual a cero (0) [US\$/MWh], si dichas inversiones son consideradas en las inversiones totales del relleno sanitario.

Los costos variables de producción con la Tecnología de Ciclo Combinado con Incineradora de Residuos Sólidos Urbanos (RSU) varían tanto del comportamiento de los combustibles fósiles en los mercados internacionales como también de si los residuos pasan por un proceso pretratamiento y

preparación de combustible derivado de residuo (Rdf por sus siglas en inglés).

Además, la inversión incurrida en la incineradora para optimizar el consumo combustible fósil no depende directamente de las inversiones del ciclo combinado.

A continuación, se presenta una evaluación de los costos incurridos en las instalaciones que realizan el pretratamiento y preparación de combustible derivado de residuo (Rdf) con una incineradora que optimiza el consumo combustible del fósil, sobre la base de un Benchmarking de los costos en el mercado internacional y nacional.

Tabla 13. Costo variable de producción unitario de la Tecnología de Ciclo Combinado con Incineradora de RSU, correspondiente al Horno de Caldera de RSU.

Inversión Total Incineradora (a)	[US\$]	7,281,750
Tasa de Interés Anual	[%]	9%
Duración Financiamiento	Años	8
Anualidad de la inversión	[US\$]	2,128,406
Capacidad de Incineración	[ton/día]	350
Factor de utilización	[%]	90%
Capacidad de Incineración	[ton/año]	114,975
Costo Variable de Incineración	[US\$/ton]	11.44
Margen de Rentabilidad (b)	[US\$/ton]	7.07
Poder Calorífico (PCI)	[MMBTU/Ton]	9.48
Poder Calorífico (PCI)	[kJ/kg]	10,000.00
<b>Costo Variable de Incineración</b>	<b>[US\$/MMBTU]</b>	<b>1.95</b>
<b>Costo Variable de Procesamiento Rdf</b>	<b>[US\$/MMBTU]</b>	<b>1.10</b>
<b>Costo variable combustible (c)</b>	<b>[US\$/MWh]</b>	<b>21.39</b>

**Nota:** (a) Se ha considerado un costo de inversión de la tecnología de incineración de RSU de aproximadamente 190 [US\$/ton-año] afectado por un 30% el cual representa la inversión asociada al horno de caldera de RSU. (b) Se ha considerado una tasa interna de retorno de un 15.0 [%]. (c) Se ha considerado para la tecnología de Ciclo Combinado con Incineradora de RSU un rendimiento de 7.0 [MMBTU/MWh]. **Fuente:** Elaboración propia de la Comisión Nacional de Energía, 2020.

Los costos incurridos en residuos agropecuarios pueden ser opciones interesantes para las granjas de vacas, granjas de cerdos, en las que el sistema de gestión del estiércol recoge y almacena el estiércol en forma líquida, en suspensión o semisólida. Por tanto, para estos casos no existe ningún costo variable asociado al manejo de la biomasa ya que se incluyen en con el costo total de la inversión.

Sin embargo, las centrales dedicadas a la producción de biogás para la producción de electricidad fuera de las instalaciones donde se producen los residuos agropecuarios, los costos variables asociados a la biomasa son resultantes de la recolección y la logística del transporte. Cabe destacar que los costos de

transporte pueden ser modestos cuando pueden transportarse fácilmente en distancias cortas, pero pueden ser mucho más altos cuando se trata de distancias significativas. Muchas de estas instalaciones suelen aprovechar las corrientes de desechos existentes, como las aguas residuales y los efluentes animales.

A continuación, se presenta una evaluación de los costos variables de producción de las instalaciones con tecnología de Digestión Anaeróbica a partir residuos agropecuarios, fuera de las instalaciones donde se producen los residuos, sobre la base de un Benchmarking de los costos de la cadena de suministro en el mercado internacional y nacional.

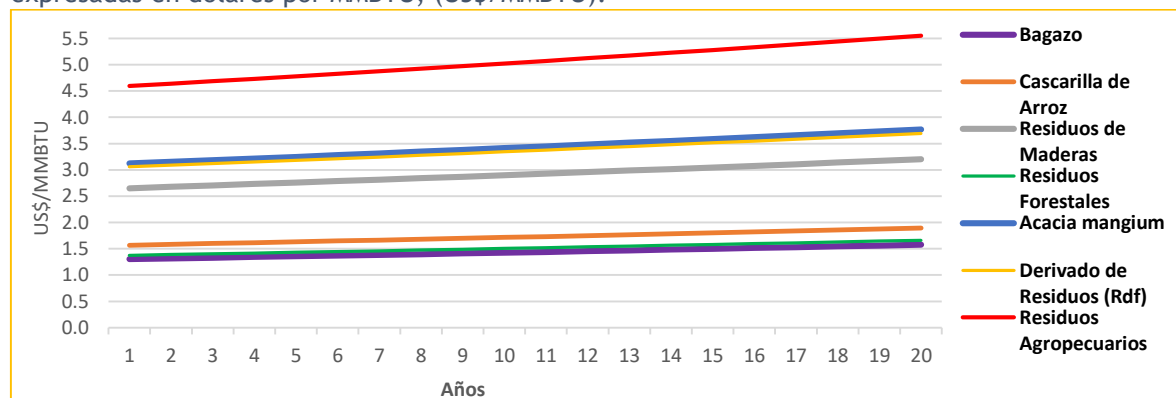
Tabla 14. Costos variables de producción unitarios de la Tecnología de Digestión Anaeróbica a partir residuos agropecuarios.

Recolección y transporte (a)	[\$/año]	750,000
Residuos Agropecuarios	ton/año	62,000
Producción de biogás	m3/año	7,422,611
Producción de biogás	MMBTU/año	163,297
Capacidad instalada	[MW]	2.5
Rendimiento	[MMBTU/MWh]	8.6
Producción de electricidad	[MWh]	19,053
<b>Costo Variable Combustible</b>	<b>[US\$/ton]</b>	<b>12.1</b>
<b>Costo Variable Combustible</b>	<b>[US\$/MMBTU]</b>	<b>4.6</b>
<b>Costo Variable de Producción (b)</b>	<b>[US\$/MWh]</b>	<b>39.4</b>

**Nota:** (a) Se ha considerado un costo de recolección y transporte de 8 [US\$/ton] para una alimentación diaria de 165 toneladas. (b) Estos costos no aplican para las centrales de autoproducción que tienen instalado un digestor anaeróbico en granjas etc. **Fuente:** Elaboración propia de la Comisión Nacional de Energía, 2020.

A continuación, se presenta una gráfica con la proyección de los costos variables combustible a partir de las diferentes biomazas puesto en planta, sobre la base de un Benchmarking de los costos en el mercado internacional y nacional.

Gráfica 14. Proyección de los Costos Variables Combustible a partir de las diferentes biomazas expresadas en dólares por MMBTU, (US\$/MMBTU).



**Fuente:** Elaboración propia de la Comisión Nacional de Energía, 2020.

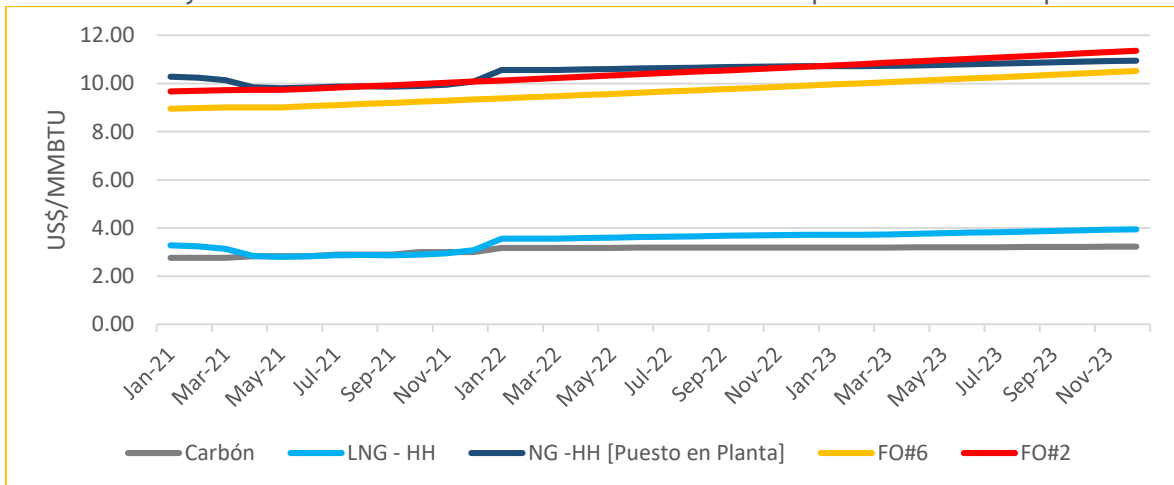
No obstante, la utilización de un tipo de biomasa puede afectar la producción de electricidad, y a su vez los costos variables de producción de energía de las centrales térmicas de biomasa, debido a factores como la estacionalidad y/o la humedad que pueda presentar cada biomasa en particular, por lo que la regulación vigente de la República Dominicana contempla que dichas centrales de generación puedan realizar varios tipo de hibridación, como es el caso de la hibridación con un combustible fósil, que a su vez permita la sostenibilidad en el largo plazo de este tipo de proyectos.

En ese sentido, los costos variables de producción de las centrales térmicas de biomasa se pueden ver afectado en caso de que utilicen hibridación con un combustible fósil por la variación en los mercados internacionales. Cabe destacar que en el

mercado de los combustibles, los fundamentos históricos no necesariamente predicen movimientos de precios futuros y/o volatilidad de precios. Las condiciones actuales de los mercados son las que determinan los precios futuros, por lo que las proyecciones de los combustibles pueden variar significativamente en un breve espacio de tiempo. Algunos de estos factores pueden ser el clima, las condiciones atmosféricas, oferta y demanda; o complejos como los niveles de las reservas, crisis y/o desaceleración económica (especialmente en países muy consumidores) afectan considerablemente las proyecciones sin que pueda tenerse control alguno sobre estos factores.

A continuación, se presenta una proyección del comportamiento de los precios de los combustibles en el mercado internacional.

Gráfica 15. Proyección de los Precios de los Combustibles Fósiles expresado en dólares por MMBTU.



**Nota:** Todos los datos de mercado contenidos en el sitio web de CME Group deben considerarse solo como una referencia y no deben usarse como validación ni como complemento de las fuentes de datos de mercado en tiempo real. **Fuente:** Elaboración propia de la Comisión Nacional de Energía con datos de CME Group, 2020.



# EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LOS PRECIOS DE ENERGÍA DE LAS CENTRALES TÉRMICAS DE CONVERSIÓN DE BIOMASA.

## Criterios para la determinación de los precios de energía de referencia.

Los criterios utilizados a fin de determinar los precios de energía de referencia se basan en un análisis de financiero en el que se modelaron los costos de inversión, y los costos de administración, operación y mantenimiento, para determinado factor de producción de las diferentes tecnologías de conversión de biomasa en electricidad.

Sin embargo, no se consideraron los costos asociados de las líneas de transmisión para la interconexión al SENI, ya que el mercado tiene un mecanismo el cual prevé el reembolso de dichos costos por la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED) según la regulación vigente, según Art 41 de Ley General de Electricidad Núm. 125-01.

También se ha considerado indicadores financieros que permitan cubrir la garantía financiera del proyecto en el largo plazo, para diferentes períodos de repago de la deuda, entre los cuales está el índice de cobertura de deuda, el cual nunca deberá ser inferior a uno (1.0) y que los flujos de cajas

libre nunca generen pérdidas en los distintos años durante el periodo de evaluación.

Es importante señalar, que la determinación de los costos de producción de energía de las centrales térmicas de biomasa es compleja debido a la amplia variedad de tecnologías de conversión de biomasa en electricidad y a las diferentes maneras de realizar la hibridación de combustible. Para los casos en el que las centrales térmicas de biomasa utilicen hibridación de combustibles fósiles, las mismas estarán sujetas a la variabilidad de los precios de los combustibles fósiles según las condiciones de mercado internacional.

Por tanto, dichos factores hacen que sea impredecible determinar un precio de energía de referencia único con un costo variable de producción (CVP) variable en el tiempo en caso de utilizar un combustible alternativo.

En ese sentido, los precios de energía deben de actualizarse conforme las siguientes fórmulas de indexación:

$$PE = (PF_{m-1} * HR_{m-1}) * \%F_{\text{fósil}} + (PB_{m-1} * HR_{m-1}) * \%F_{\text{biomasa}} + ME;$$

**DONDE:**

- PF<sub>m-1</sub>:** Significa el precio variable combustible fósil del mes anterior, en dólares por MMBTU (US\$/MMBTU).  
**PB<sub>m-1</sub>:** Significa el precio variable combustible de biomasa del mes anterior, en dólares por MMBTU (US\$/MMBTU).  
**HR<sub>m-1</sub>:** Significa rendimiento térmico de la central del mes anterior (MMBTU/MWh).  
**%F<sub>fósil</sub>:** Significa el porcentaje de fiscalización mensual por concepto de hibridación con combustibles fósiles.  
**%F<sub>biomasa</sub>:** Significa el porcentaje de fiscalización mensual por concepto de hibridación con biomasa.  
**PE:** Significa precio de energía mensual, en dólares por MWh (US\$/MWh).  
**ME:** Significa Margen de Energía Mensual que cubre la garantía financiera en dólares por MWh-Mes (US\$/MWh).<sup>6</sup>

Para los precios de energía de referencia para las tecnologías de conversión de biomasa en electricidad a partir de Residuos Sólidos Urbanos (RSU), se le deberán descontar el ingreso por cuota de volcado caso por caso, en términos del ingreso anual a percibir por cada tonelada recibida, conforme la producción anual de energía mediante la siguiente formula:

$$PE = (PF_{m-1} * HR_{m-1}) * \%F_{\text{fósil}} + (PB_{m-1} * HR_{m-1}) * \%F_{\text{biomasa}} + ME - V;$$

**DONDE:**

- PF<sub>m-1</sub>:** Significa el precio variable combustible fósil del mes anterior, en dólares por MMBTU (US\$/MMBTU).  
**PB<sub>m-1</sub>:** Significa el precio variable combustible de biomasa del mes anterior, en dólares por MMBTU (US\$/MMBTU).  
**HR<sub>m-1</sub>:** Significa rendimiento térmico de la central del mes anterior (MMBTU/MWh).  
**%F<sub>fósil</sub>:** Significa el porcentaje de fiscalización mensual por concepto de hibridación con combustibles fósiles.  
**%F<sub>biomasa</sub>:** Significa el porcentaje de fiscalización mensual por concepto de hibridación con biomasa.  
**PE:** Significa precio de energía mensual, en dólares por MWh (US\$/MWh).  
**ME:** Significa Margen de Energía Mensual que cubre la garantía financiera en dólares por MWh-Mes (US\$/MWh).  
**V:** Ingreso Mensual por concepto de cuota de volcado a partir de RSU, en dólares por MWh-Mes (US\$/MWh).

### Estimación de los costos de inversión por tipo de tecnología de conversión.

Los costos de inversión utilizados se basan en los informes:

1. International Finance Corporation (IFC), 2017. Converting Biomass to Energy, A Guide for Developers and Investors del World Bank Group, Washington, DC.
2. International Renewable Energy Agency (IRENA), 2020. Renewable Power Generation Costs in 2019, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
3. Energy Information Administration (EIA), (2020). U.S. Department of Energy, 2020. Capital Cost and Performance Characteristic Estimates for Utility Scale Electric Power Generating.

Para las diferentes tecnologías de conversión de biomasa en electricidad se ha considerado los costos primarios y costos secundarios en la que los inversionistas incurren para la puesta en marcha de este tipo de proyectos. Además, se han considerado los costos el balance de planta, el cual consta de una serie de auxiliares sistemas, por ejemplo, agua de

refrigeración, suministro y reposición de agua, acondicionamiento de agua, aire comprimido, sistemas de extinción de incendios, etc. Estos sistemas pueden considerarse secundarios, pero algunos son muy críticos para la operación, la seguridad y la disponibilidad de la planta.

Cabe destacar que para poder elegir el tipo de biomasa a utilizar se deben tener en cuenta distintos factores como: 1) Uso alternativo, 2) Disponibilidad, 3) Poder calorífico y las Características físicas y químicas. No obstante, las características físicas y químicas afectan los procesos de pre y post tratamiento del tipo de biomasa, lo que modifica los costos de inversión y de operación.

A continuación, se muestran en detalle las inversiones correspondientes a ingeniería, compra y construcción, gastos concernientes servicio del dueño y gastos por concepto de alguna contingencia para la puesta en operación de las tecnologías de conversión de biomasa en electricidad.

<sup>6</sup> La garantía financiera de largo plazo cubre la Inversión, AO&M, Rentabilidad en el periodo de evaluación.

Tabla 15. Costos de Inversión unitario de central térmica de biomasa a partir de Cultivos Energéticos, Residuos Forestales y Bagazo, con tecnología de combustión en dólares por kW (US\$/kW).

Contingencia	10%
Servicios del dueño	5%
<b>Ingeniería estructural y obra civil [US\$/kW]</b>	<b>377</b>
Caldera	
Turbina	
Balance de planta	
Limpieza de gases de combustión	
Almacenamiento y Tratamiento de Combustible	
<b>Subtotal Mecánico [US\$/kW]</b>	<b>1502</b>
Sistemas auxiliares de potencia	
Balance de potencia y controles	
Subestación e interruptores	
<b>Subtotal Eléctrico [US\$/kW]</b>	<b>450</b>
Costos indirectos	261
<b>Ingeniería, construcción y suministros totales antes de impuestos (EPC) [US\$/kW]</b>	<b>2,590</b>
Impuesto de Ingeniería y construcción [US\$/kW]	47
Ingeniería, construcción y suministros sub-totales [US\$/kW]	2,637
Sub-total de costos del propietario [US\$/kW]	132
Contingencia del proyecto [US\$/kW]	276.8
<b>Costos totales de capital [US\$/kW]</b>	<b>3,045</b>

Fuente: (a) Los costos de Inversión se basan en la tecnología de parrilla móvil. Fuente: Elaboración Propia con base de datos de Costos de la Energía Renovable, IRENA, World Bank, EIA.

Tabla 16. Costos de Inversión unitario de central térmica de biomasa a partir de Residuos Sólidos Urbanos (RSU) con tecnología incineración en dólares por kW (US\$/kW).

Contingencia	10%
Servicios del dueño	5%
<b>Ingeniería estructural y obra civil [US\$/kW]</b>	<b>530</b>
Caldera	
Turbina	
Balance de planta	
Limpieza de gases de combustión	
Almacenamiento y Tratamiento de Combustible	
<b>Subtotal Mecánico [US\$/kW]</b>	<b>2114</b>
Sistemas auxiliares de potencia	
Balance de potencia y controles	
Subestación e interruptores	
<b>Subtotal Eléctrico [US\$/kW]</b>	<b>633</b>
Costos indirectos	367
<b>Ingeniería, construcción y suministros totales antes de impuestos (EPC) [US\$/kW]</b>	<b>3,645</b>
Impuesto de Ingeniería y construcción [US\$/kW]	66
<b>Ingeniería, construcción y suministros sub-totales [US\$/kW]</b>	<b>3,711</b>
Sub-total de costos del propietario [US\$/kW]	186
Contingencia del proyecto [US\$/kW]	389.6
<b>Costos totales de capital [US\$/kW]</b>	<b>4,286</b>

Notas: (a) Los costos de Inversión se basan en la tecnología de hornos de caldera. Fuente: Elaboración Propia con base de datos de Costos de la Energía Renovable, IRENA, World Bank, EIA.

Tabla 17. Costos de Inversión unitario de central térmica de biomasa a partir de Residuos Agropecuarios con tecnología Digestión Anaeróbica, en dólares por kW (US\$/kW).

Contingencia	10%
Servicios del dueño	5%
<b>Ingeniería y Obra Civil [US\$/kW]</b>	<b>1023</b>
Bombas de pistones	
Agitadores sumergibles	
Intercambiador de calor	
Membranas	
Biodigestor Anaeróbico	
Equipo de generación	
Antorcha	
Limpieza de gases de combustión	
Almacenamiento y Tratamiento de Combustible	
Balance de planta	
<b>Subtotal Mecánico [US\$/kW]</b>	<b>1831</b>
Sistemas auxiliares de potencia	
Balance de potencia y controles	
Subestación e interruptores	
<b>Subtotal Eléctrico [US\$/kW]</b>	<b>683</b>
Costos indirectos	396
<b>Ingeniería, construcción y suministros totales antes de impuestos (EPC) [US\$/kW]</b>	<b>3,933</b>
Impuesto de Ingeniería y construcción [US\$/kW]	71
<b>Ingeniería, construcción y suministros sub-totales [US\$/kW]</b>	<b>4,004</b>
Sub-total de costos del propietario [US\$/kW]	200
Contingencia del proyecto [US\$/kW]	420.4
<b>Costos totales de capital [US\$/kW]</b>	<b>4,624</b>

Fuente: Elaboración Propia con base de datos de Costos de la Energía Renovable, IRENA, World Bank, EIA.

Tabla 18. Costos de Inversión unitario de central térmica de biomasa a partir de Residuos Sólidos Urbanos (RSU) con tecnología de Incineración con aprovechamiento de gas de vertedero, en dólares por kW (US\$/kW).

Contingencia	10%
Servicios del dueño	5%
<b>Ingeniería estructural y obra civil [US\$/kW]</b>	<b>905</b>
Caldera	
Turbina	
Balance de planta	
Limpieza de gases de combustión	
Almacenamiento y Tratamiento de Combustible	
Planta de Lixiviados y tratamiento de aguas pluviales	
Planta de pre-tratamiento y preparación de RDF	
Planta de Reciclaje	
Sistema de captación Biogás	
Sistema de recolección de Biogás	
Unidades de Motores de Combustión Interna	
<b>Subtotal Mecánico [US\$/kW]</b>	<b>4232</b>
Sistemas auxiliares de potencia	
Balance de potencia y controles	
Subestación e interruptores	
<b>Subtotal Eléctrico [US\$/kW]</b>	<b>622</b>
Costos indirectos	436
<b>Ingeniería, construcción y suministros totales antes de impuestos (EPC) [US\$/kW]</b>	<b>6,195</b>
Impuesto de Ingeniería y construcción [US\$/kW]	112
<b>Ingeniería, construcción y suministros sub-totales [US\$/kW]</b>	<b>6,307</b>
Sub-total de costos del propietario [US\$/kW]	315
Contingencia del proyecto [US\$/kW]	662.2
<b>Costos totales de capital [US\$/kW]</b>	<b>7,284</b>

Fuente: Elaboración Propia con base de datos de Costos de la Energía Renovable, IRENA, World Bank, EIA.

Tabla 19. Costos de Inversión unitario de central térmica de biomasa a partir de Residuos Sólidos Urbanos (RSU) con aprovechamiento de biogás de vertederos en dólares por kW (US\$/kW).

Contingencia	10%
Servicios del dueño	5%
Ingeniería estructural y obra civil [US\$/kW]	203
Balance de planta	
Sistema de captación Biogás	
Sistema de recolección de Biogás	
Unidades de Motores de Combustión Interna	
<b>Subtotal Mecánico [US\$/kW]</b>	<b>932</b>
Sistemas auxiliares de potencia	
Balance de potencia y controles	
Subestación e interruptores	
<b>Subtotal Eléctrico [US\$/kW]</b>	<b>122</b>
Costos indirectos	95
<b>Ingeniería, construcción y suministros totales antes de impuestos (EPC) [US\$/kW]</b>	<b>1,350</b>
Impuesto de Ingeniería y construcción [US\$/kW]	24
<b>Ingeniería, construcción y suministros sub-totales [US\$/kW]</b>	<b>1,374</b>
Sub-total de costos del propietario [US\$/kW]	69
Contingencia del proyecto [US\$/kW]	144.3
<b>Costos totales de capital [US\$/kW]</b>	<b>1,587</b>

Fuente: Elaboración Propia con base de datos de Costos de la Energía Renovable, IRENA, World Bank, EIA.

Tabla 20. Costos de Inversión unitario de central térmica de biomasa a partir de Residuos Sólidos Urbanos (RSU), con tecnología de Ciclo Combinado Con Incineradora de RSU, en dólares por kW (US\$/kW).

Contingencia	10%
Servicios del dueño	5%
<b>Ingeniería estructural y obra civil [US\$/kW]</b>	<b>158</b>
Caldera	
Turbinas	
Balance de planta	
Limpieza de gases de combustión	
Almacenamiento y Tratamiento de Combustible	
<b>Subtotal Mecánico [US\$/kW]</b>	<b>629</b>
Sistemas auxiliares de potencia	
Balance de potencia y controles	
Subestación e interruptores	
<b>Subtotal Eléctrico [US\$/kW]</b>	<b>188</b>
Costos indirectos	109
<b>Ingeniería, construcción y suministros totales antes de impuestos (EPC) [US\$/kW]</b>	<b>1,084</b>
Impuesto de Ingeniería y construcción [US\$/kW]	20
Ingeniería, construcción y suministros sub-totales [US\$/kW]	1,104
Sub-total de costos del propietario [US\$/kW]	55
Contingencia del proyecto [US\$/kW]	115.9
<b>Costos totales de capital [US\$/kW]</b>	<b>1,275</b>

Fuente: Elaboración Propia con base de datos de Costos de la Energía Renovable, IRENA, World Bank, EIA.

## Análisis de rentabilidad de los márgenes de energía.

El objetivo del análisis de rentabilidad es evaluar la factibilidad económica de cada tecnología de conversión de biomasa en electricidad de una instalación de referencia, considerando flujos de caja positivos, los plazos de contratación, los coeficientes de servicio de deuda mayores a uno (1), y las tasas internas de retorno deseadas. A partir de lo anterior, se elaboraron diversos escenarios a fin de determinar los precios de referencia a la luz de los objetivos de un inversionista en obras de generación de electricidad a partir de la biomasa. Para las fracciones de financiamiento se han considerado supuestos financieros del mercado de valores de la República

Dominicana para este tipo de inversiones en el sector eléctrico, con plazos de 10 años y tasas de interés anual de 6.1%.

Además, se ha considerado que como mínimo los inversionistas deberán contar con particiones de un 20% de capital propio y 80% de deuda, con un seguro de 0.5% anual, es decir, una prima de riesgo del total de la inversión. También se ha considerado una tasa de impuesto a la renta de 27%.

A continuación, se presenta los márgenes de energía de las tecnologías de conversión de biomasa en electricidad.

Tabla 21. Márgenes de energía de las tecnologías de conversión de biomasa en electricidad.

Tecnologías de Conversión de Biomasa en Electricidad	Tipo de Biomasa	Duración PPA [10 años], TIR=12%		Duración PPA [15 años], TIR=12%		Duración PPA [20 años], TIR=12%	
		Margen de Energía [US/MWh]	Periodo recuperación [año]	Margen de Energía [US/MWh]	Periodo recuperación [año]	Margen de Energía [US/MWh]	Periodo recuperación [año]
<b>Combustión</b>	Cultivos Energéticos, Residuos Forestales y Bagazo	83.5	5.5	69.7	10.5	66.0	10.5
<b>Incineración con Horno de Caldera (a) (b)</b>	Residuos Sólidos Urbanos (RSU)	106.6	5.5	88.1	10.5	79.6	10.5
<b>Digestión Anaeróbica</b>	Residuos Agrícolas y Agropecuarios	118.5	5.5	97.7	10.5	91.1	10.5
<b>Aprovechamiento de Biogás en Vertedero (a)</b>	Residuos Sólidos Urbanos (RSU)	39.6	5.5	32.5	10.5	30.7	10.5
<b>Incineración con Aprovechamiento de Biogás en vertedero (a) (c)</b>	Residuos Sólidos Urbanos (RSU)	174.6	5.5	143.4	10.5	133.1	10.5
<b>Ciclo Combinado con Horno de Caldera de RSU (a)</b>	Residuos Sólidos con Hibridación de Fósil	30.0	5.5	24.3	10.5	22.6	10.5

**Nota:** (a) Las tecnologías de conversión de biomasa en electricidad a partir de RSU no contienen incluido en el margen de energía los ingresos que perciben estos proyectos por cuota de volcado. (b) No contiene las inversiones de pretratamiento y preparación de Combustible Derivado de Residuo ya que son incluidas en el costo variable combustible. (c) Contiene las inversiones de pretratamiento y preparación de Combustible Derivado de Residuo. **Fuente:** Elaboración propia de la Comisión Nacional de Energía (CNE), 2020.

Es importante señalar que, para garantizar la rentabilidad financiera de largo plazo de los proyectos, se deben cubrir los costos variables combustibles (CVC) en función de

los porcentajes de hibridación y las fluctuaciones de los combustibles en el mercado nacional e internacional, los cuales deberán ser complementados con los

márgenes de energía de las tecnologías de conversión de biomasa en electricidad. Además, para las tecnologías de conversión de biomasa en electricidad a partir de RSU,

deberán restarse los ingresos que perciben estos proyectos por cuota de volcado caso por caso, en dólares por Mega Watt hora producido (US\$/MWh-mes).

### Análisis de sensibilidad de los precios de energía de referencia.

El análisis de sensibilidad se ha realizado para diferentes escenarios de hibridación máxima y de hibridación mínima, tomando en cuenta los costos variables combustibles de cada tipo de biomasa y los costos variables de los combustibles fósiles a partir del año 2021.

Cabe destacar que se ha tomado en consideración los porcentajes máximos permitidos de acuerdo a la normativa vigente para las tecnologías analizadas y sus márgenes de energía de acuerdo al plazo de duración evaluado en el punto anterior. Para modelar los precios de energía de cada tecnología de conversión de biomasa en electricidad se determinó conforme las siguientes fórmulas de indexación:

$$PE = (PF_{m-1} * HR_{m-1}) * \%F_{fósil} + (PB_{m-1} * HR_{m-1}) * \%F_{biomasa} + ME - V;$$

**DONDE:**

**PF<sub>m-1</sub>:** Significa el precio variable combustible fósil del mes anterior, en dólares por MMBTU (US\$/MMBTU).

**PB<sub>m-1</sub>:** Significa el precio variable combustible de biomasa del mes anterior, en dólares por MMBTU (US\$/MMBTU).

**HR<sub>m-1</sub>:** Significa rendimiento térmico de la central del mes anterior (MMBTU/MWh).

**%F<sub>fósil</sub>:** Significa el porcentaje de fiscalización mensual por concepto de hibridación con combustibles fósiles.

**%F<sub>biomasa</sub>:** Significa el porcentaje de fiscalización mensual por concepto de hibridación con biomasa.

**PE:** Significa precio de energía mensual, en dólares por MWh (US\$/MWh).

**ME:** Significa Margen de Energía Mensual que cubre la garantía financiera en dólares por MWh-Mes (US\$/MWh).

**V:** Ingreso Mensual por concepto de cuota de volcado a partir de RSU, en dólares por MWh-Mes (US\$/MWh).

A continuación, se presentan los costos variables de la biomasa y sus respectivos costos variables de producción utilizando como referencia el rendimiento de cada tipo de tecnología, para proyectar los precios de manera indicativa.

Tabla 22. Estimación de los costos variables de la Biomasa, en dólares por MMBTU y toneladas.

Tecnologías de Conversión de Biomasa en Electricidad	Tipo de Biomasa	Costo Variable de Biomasa		
		[US\$/MMBTU]	[US\$/ton]	[US\$/MWh]
<b>Combustión</b>	Bagazo	1.30	11.0	15.6
	Cascarilla de Arroz	1.57	22.0	18.8
	Residuos de Maderas	2.65	50.0	31.8
	Residuos Forestales	1.38	15.0	16.5
	Acacia mangium	3.12	50.0	37.5
<b>Incineración con Horno de Caldera</b>	Residuos Sólidos Urbanos (RSU)	1.103	10.46	13.2
<b>Digestión Anaeróbica</b>	Residuos Agrícolas y Agropecuarios	4.59	12.10	39.0
<b>Aprovechamiento de Biogás de Vertedero</b>	Residuos Sólidos Urbanos (RSU)	0.0	0.0	0.0
<b>Incineración con Aprovechamiento de Biogás de vertedero</b>	Residuos Sólidos Urbanos (RSU)	0.0	0.0	0.0
<b>Ciclo Combinado con Horno de Caldera de RSU</b>	Residuos Sólidos con Hibridación de Fósil	3.06	18.51	21.4

Fuente: Elaboración propia de la Comisión Nacional de Energía (CNE), 2020.

A continuación, se presentan una estimación de los precios de energía a garantizar en el periodo de evaluación de las tecnologías de conversión de biomasa en electricidad, en base a los márgenes de energía de las tablas No. 21 y No. 22, como también las fórmulas de indexación, **de manera indicativa y no vinculante.**

Tabla 23. Estimación de los precios de energía de las tecnologías de conversión de biomasa en electricidad, en dólares por Megavatios-hora (US\$/MWh).

Tecnologías de Conversión de Biomasa en Electricidad	Tipo de Biomasa	Precios de Energía @10años		Precios de Energía @15años		Precios de Energía @20años	
		Porcentaje Máximo Hibridación [US\$/MWh]	Porcentaje Mínimo Hibridación [US\$/MWh]	Porcentaje Máximo Hibridación [US\$/MWh]	Porcentaje Mínimo Hibridación [US\$/MWh]	Porcentaje Máximo Hibridación [US\$/MWh]	Porcentaje Mínimo Hibridación [US\$/MWh]
<b>Combustión</b>	Bagazo	102.0	99.1	88.2	85.3	84.5	81.6
	Cascarilla de Arroz	104.2	102.3	90.4	88.5	86.7	84.8
	Residuos de Maderas	113.3	115.3	99.5	101.5	95.8	97.8
	Residuos Forestales	102.6	100.0	88.8	86.2	85.1	82.5
	Acacia mangium	117.2	121.0	103.4	107.2	99.7	103.5
<b>Incineración con Horno de Caldera</b>	Residuos Sólidos Urbanos (RSU)	125.8	119.8	107.3	101.3	98.8	92.8
<b>Digestión Anaeróbica</b>	Residuos Agrícolas y Agropecuarios	171.3	157.5	150.5	136.7	143.9	130.1
<b>Aprovechamiento de Biogás de Vertedero</b>	Residuos Sólidos Urbanos (RSU) <sup>a)</sup>	39.6	39.6	32.5	32.5	30.7	30.7
<b>Incineración con Aprovechamiento de Biogás de vertedero</b>	Residuos Sólidos Urbanos (RSU) <sup>a)</sup>	174.6	174.6	143.4	143.4	133.1	133.1
<b>Ciclo Combinado con Horno de Caldera de RSU</b>	Residuos Sólidos con Hibridación de Fósil <sup>d)</sup>	75.7	75.7	70.0	70.0	68.3	68.3

**Nota:** a) Los precios de energía con los porcentajes máximos hibridación se determinaron tomando en consideración los precios de los combustibles fósiles, esto es hibridación con combustibles fósiles a razón de 70% biomasa y 30% fósil para las centrales que utilizan biomasa de origen agropecuario y/o residual y una razón de 50/50 para las centrales que utilizan RSU . b) Los precios de energía con los porcentajes mínimo hibridación se determinaron sin tomar en consideración los precios de los combustibles fósiles. c) Las tecnologías de conversión de biomasa en electricidad a partir de RSU, deberán restarse los ingresos que perciben estos proyectos por cuota de volcado caso por caso. d) Los precios de energía de la tecnología de ciclo combinado con horno de caldera de RSU se determinaron tomando en consideración los precios del gas natural puesto en planta. d) No utilizan hibridación con combustibles fósiles debido a la incompatibilidad de su concepto con la misma, **Fuente:** Elaboración propia de la Comisión Nacional de Energía (CNE), 2020.



## VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El suministro seguro a largo plazo de materias primas de bajo costo y de origen sostenible es fundamental para la economía de las centrales eléctricas de biomasa, ya que determinan su factibilidad técnica y económica.

La determinación de los costos de producción de energía de las centrales térmicas de biomasa es compleja debido a la amplia variedad de tecnologías de conversión de biomasa en electricidad y a las diferentes maneras de realizar la hibridación de combustible. Para los casos en el que las centrales térmicas de biomasa utilicen hibridación de combustibles fósiles, estarán sujetas a la variabilidad de los precios de los combustibles fósiles los cuales varían en el tiempo según las condiciones de mercado internacional.

Los precios de las biomásas pueden exceder significativamente los costos en algunos

mercados si los precios se establecen en relación con el costo de oportunidad de los combustibles competidores generando así la incertidumbre en los proyectos y, por tanto, en los costes de financiación. Cabe destacar que dependiendo del tipo de biomasa y de la decisión de poseedor en desprenderse por exigencias medioambientales, los costos de adquisición pueden ser cero en algunos casos.

Las centrales eléctricas de biomasa incurren en unos costos de biomasa que incluyen una preparación antes de que pueda usarse para alimentar la central de generación de electricidad, los cuales impacta los costes de la cadena de suministro. La cadena de suministro de la biomasa puede contener dependiendo del tipo, gastos en recolección, picado, carga, transporte, descarga, tasa de derechos de tala y costo de compra.

Cabe destacar que los precios de compra de cualquier tipo de biomasa dependen en gran

medida de los porcentajes de humedad que contenga, lo cual impacta de manera directa el poder calórico y su valor en el mercado.

Por lo tanto, los precios de energía deben reflejar los costos incurridos en la biomasa y las inversiones realizadas para proporcionar a los proyectos una garantía de rentabilidad financiera de largo plazo. En ese sentido, se sugiere diseñar un esquema de contratación que contemple la determinación de un precio de energía de referencia único, al cual le sea complementado con el costo variable de producción (CVP), en caso de utilizar un combustible alternativo.

No obstante, el Poder Ejecutivo de la República Dominicana debe promover el acceso a financiamientos blandos con tasas de interés competitivas y períodos de pago superiores a los 10 años, con el fin de que el país pueda obtener precios más bajos en los contratos de compra de energía, y estos puedan minimizar los costes de compra de energía en el corto plazo.

Sin embargo, para obtener precios de energía que puedan reflejar la reducción de los costos de compra de energía en el corto plazo sin considerar financiamientos blandos, se pueden diseñar esquemas de contratación para diferentes periodos de recuperación de la inversión, en los cuales durante un primer periodo el margen de energía máximo permita cubrir la garantía financiera de largo plazo de los proyectos y un segundo periodo un margen de energía mínimo que refleje el costo marginal de largo plazo siendo este su costo de oportunidad, a fin de que el país pueda percibir una compensación por los beneficios ecológicos y económicos a precios competitivos en el tiempo.

Además, un contrato de compra de energía (PPA) fija la relación comercial, con los derechos y obligaciones de las partes para realizar transacciones de compra y venta de energía. Por tanto, se recomienda actualizar de forma anual los precios presentados en el anterior informe con el fin de mantenerles

vigentes respecto a las condiciones del mercado nacional e internacional.

Además, se recomienda que los precios de energía de cada tecnología de conversión de biomasa en electricidad se determinen conforme las siguientes fórmulas de indexación:

$$PE = (PF_{m-1} * HR_{m-1}) * \%F_{fósil} + (PB_{m-1} * HR_{m-1}) * \%F_{biomasa} + ME - V;$$

**DONDE:**

**PF<sub>m-1</sub>:** Significa el precio variable combustible fósil del mes anterior, en dólares por MMBTU (US\$/MMBTU).

**PB<sub>m-1</sub>:** Significa el precio variable combustible de biomasa del mes anterior, en dólares por MMBTU (US\$/MMBTU).

**HR<sub>m-1</sub>:** Significa rendimiento térmico de la central del mes anterior (MMBTU/MWh).

**%F<sub>fósil</sub>:** Significa el porcentaje de fiscalización mensual por concepto de hibridación con combustibles fósiles.

**%F<sub>biomasa</sub>:** Significa el porcentaje de fiscalización mensual por concepto de hibridación con biomasa.

**PE:** Significa precio de energía mensual, en dólares por MWh (US\$/MWh).

**ME:** Significa Margen de Energía Mensual que cubre la garantía financiera en dólares por MWh-Mes (US\$/MWh).

**V:** Ingreso Mensual por concepto de cuota de volcado a partir de RSU, en dólares por MWh-Mes (US\$/MWh). (Aplicable solo en casos donde se utilicen los RSU como combustible.)

La Ley Núm. 57-07, otorga apertura a los inversionistas que desean explotar obras de generación de energía a partir de fuentes renovables en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado. Además, tendrán el derecho de vender la producción de la energía eléctrica a los distribuidores a los precios de energía que garanticen la rentabilidad financiera a largo plazo de los proyectos según los estándares internacionales para cada tipo, y que garantice además la compensación por los beneficios ecológicos.

# VII. ANEXOS

**Concesiones definitivas de proyectos de generación de electricidad con Residuos Sólidos Urbanos.**

PROYECTO	FUENTE DE ENERGÍA	CAPACIDAD (MW)	UBICACIÓN (PROVINCIA)	ESTATUS
Econoparque Rafey (Green Wheels Dominicana, S.R.L.)	Residuos Sólidos Urbanos	80	Santiago	Concesión Definitiva
Proyecto SPM-Planta WTE (Streamline Integrated Energy Corp)	Residuos Sólidos Urbanos	55	San Pedro De Macorís	Concesión Definitiva

**Concesiones en trámite de proyectos de generación de electricidad con Residuos Sólidos Urbanos.**

PROYECTO	FUENTE DE ENERGÍA	CAPACIDAD (MW)	UBICACIÓN (PROVINCIA)	ESTATUS
Parque Rsu-Biomasa (Grupo Energético Del Este S.R.L.)	Residuos Sólidos Urbanos	26	Higüey	En Trámite Concesión Definitiva
Planta de Biogás MERCADOM (A2A ENERGIA Y MEDIOAMBIENTE, S.R.L.)	Residuos Sólidos Urbanos	2	Santo Domingo	En Trámite Concesión Provisional