

**Adopción de Biomasa como Energía Renovable No Convencional en el Mercado Eléctrico
Colombiano**

Charlie Enrique Hurtado Moreno
Mayo de 2019

Trabajo de grado
Maestría en Economía Aplicada

Asesor:
John Jairo García Rendón

Escuela de Economía y Finanzas
Universidad EAFIT
2019

Resumen

La energía eléctrica es un bien esencial para el desarrollo de la economía, sociedad y calidad de vida de las personas en todo el mundo. Los gobiernos e inversionistas privados han estado desarrollando estrategias para la adopción de Fuentes No Convencionales de Energía Renovables (FNCER), con el propósito de disminuir impactos ambientales negativos de las fuentes convencionales, reducir la exposición a riesgo por dependencia de fuentes fósiles, entre otros. El presente trabajo realiza un análisis de estudios sobre políticas y resultados en adopción de las FNCER. Tomando como casos de estudio California, Brasil y Colombia, estudian las estructuras de mercado, incentivos empleados y evolución de matriz energética. Se realiza un análisis más detallado sobre la biomasa. Se encuentra que los incentivos en general han impactado los precios y las matrices energéticas.

Palabras clave: Fuentes No Convencionales de Energía Renovable, incentivos, matriz energética.

Tabla de contenido

Resumen	II
Introducción	1
1. Objetivos	2
1.1 General	2
1.2 Específicos	2
2. Marco teórico	3
2.1 Cadena prestación servicios	3
2.2 Tipos fuentes de generación de energía eléctrica	3
2.3 Incentivos económicos	4
2.3.1 Incentivos basados en la producción.	4
2.3.2 Incentivos basados en la inversión.	5
2.3.3 Incentivos medioambientales.	6
2.3.4 Procesos regulatorios.....	6
2.4 Indicadores resultados energía	6
2.4.1 Costos Nivelados de Energía –LCOE.	6
2.4.2 Factor de capacidad.	7
3. Revisión de experiencias internacionales.....	7
3.1 Caso de estudio: California	7
3.1.1 Mercado.....	7
3.1.2 Incentivos.	8
3.1.3 Matriz energética.....	10
3.2 Caso de estudio: Brasil	13
3.2.1 Mercado.....	13
3.2.2 Incentivos.	13
3.2.3 Matriz energética.....	15
4. Análisis de los Precios de tecnologías de Fuentes No Convencionales de Energía	18
4.1 Causas en la variación de precios en las fuentes no convencionales de energía	23
4.1.1 Incremento en los precios de recursos hídricos y geotérmicos.....	23
4.1.2 Caída de precios fuentes solares y eólicas.....	24
4.1.3 Revisión al caso de estudio de la biomasa: determinantes en los precios	25

5. Análisis fuentes en Colombia.....	30
5.1 Estructura del mercado y agentes en Colombia.....	30
5.1.1 Mercado de energía mayorista.....	31
5.2 Marco regulatorio e incentivos en Colombia	32
5.2.1 Ley 1715 de 2014.....	32
5.2.2 Otros incentivos en materia de Regulación	34
5.3 Evolución matriz energética colombiana	35
6. Caso de estudio: Biomasa. Análisis de potencial y disponibilidad en Colombia.....	36
6.1 Biomasa de Residuos Agrícolas de Cultivos de Caña de Azúcar.....	37
6.2 Biomasa de Residuos Forestales	40
6.3 Biomasa de Residuos Avícolas	44
Conclusiones	46
Bibliografía.....	51

Lista de Tablas

Tabla 1. Tendencia costos instalados, Costos O&M y Factores de capacidad para energía solar FV, Eólica en tierra, Hidráulica y Biomasa. 2010 - 2017.....	19
Tabla 2. Costos fijos y variables para energía de biomasa.....	27
Tabla 3. Costos y datos por tipo de energía seleccionada	29
Tabla 4. Transacciones en el mercado de energía mayorista colombiano.....	32
Tabla 5. Incentivos adicionales desde la Regulación Colombiana.....	34
Tabla 6. Proyectos FNCE recibidos total y con certificación aval (FNCE Ley 1715 de 2014)	35
Tabla 7. Generación por tipo de fuente en Colombia.....	36
Tabla 8. Cogeneración y excedentes 2010-2018.....	38
Tabla 9. Potencial energético departamental para biomasa residual de caña de azúcar.....	39
Tabla 10. Producción de RAC aprovechable por variedad en los años 2014 y 2015	40
Tabla 11. Potencial teórico (TJ) para la BRF.....	43
Tabla 12. Cantidad en toneladas de biomasa residual total y técnica.....	45
Tabla 13. Potencial teórico y técnico de biomasa residual avícola - BRAv-2013	45
Tabla 14. Potencial total biomasa GWh-año, % participación.....	46

Lista de Imágenes

Gráfico 1. Capacidad de generación instalada por tipo de fuente. California 2007-2017.....	10
Gráfico 2. Generación eléctrica por tipo de fuente. California 2007-2017	11
Gráfico 3. Promedio anual de precios de contratos RPS (Dólares reales 2018-CPI ajustado).....	12

Gráfico 4. Capacidad instalada de generación eléctrica. Brasil 2007-2017	16
Gráfico 5. Generación de energía, Brasil 2007-2017	16
Gráfico 6. Precios promedio Subastas. Brasil 2007-2017	17
Gráfico 7. Costo global estandarizado de electricidad a partir de tecnologías de generación de energía renovable a escala de servicios.....	21
Gráfico 8. Total, costos instalados en tecnologías de generación de energía por biomasa, por países/región y capacidad del proyecto.	27
Gráfico 9. Costo nivelado de electricidad por proyectos de biomasa y promedio ponderado y región, 2000-2016.....	28
Gráfico 10. Residuos forestales estimados del periodo 2005-2013.....	42

Introducción

Los servicios públicos domiciliarios son un bien indispensable para el desarrollo económico y social en todas las naciones. El alumbrado público y la energía de usuarios finales hacen parte de esos servicios y requieren para su funcionamiento de *electricidad*, la cual es usada así mismo para el desempeño de actividades industriales, comerciales, educación, salud, entre otros. Para producir esta energía, hay diferentes fuentes de generación, así como tecnologías para transformar las mismas. En esencia se puede hablar de fuentes renovables y fuentes no renovables. Las fuentes renovables son aquellas que no se agotan en la medida que se usan; mientras que las fuentes no renovables, son aquellas que a medida que son usadas se acaban. Las formas más convencionales de producir energía, son aquellas que se generan mediante fuentes no renovables, lo que ha generado impactos ambientales. Así mismo, ha generado riesgos de desabastecimiento debido a que estas pueden agotarse, poniendo en una situación vulnerable a los países dependientes.

El incremento de gases de efecto invernadero que producen daño en la capa de ozono, han generado desde hace varios años la preocupación de diferentes países, los cuales, han realizado diferentes tratados y compromisos para combatir el cambio climático, tal como el COP 21, protocolo de Kioto, entre otros. El estado colombiano, ha diseñado estrategias para la implementación de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) con el propósito de sumarse a la lucha contra el cambio climático, disminuir la exposición al desabastecimiento energético y volatilidades en precios de la energía, así como un mecanismo para llevar la energía eléctrica a zonas de difícil acceso o no interconectadas. Colombia en esta materia ha asumido un compromiso de reducción para el año 2030 del 20% en la emisión de gases de efecto invernadero.

Este trabajo, presenta una revisión del comportamiento del mercado energético California, Brasil y Colombia, examinando cuales han sido los diferentes incentivos y variaciones en sus matrices energéticas para la apropiación de FNCER, analizando específicamente la biomasa, dado que la energía solar y eólica ya han sido más estudiadas, implementadas y adoptadas por los mercados, incluido Colombia. En el capítulo 1 se presentan los objetivos; el capítulo 2 hace una revisión del marco teórico, en el capítulo 3 se presentan los casos de California y Brasil. En el

capítulo 4 se analiza el comportamiento de los precios generales a nivel mundial y en el capítulo 5 se hace una revisión del caso colombiano; en el capítulo 6 se presenta un análisis más profundo para la fuente de generación de biomasa. Finalmente, en las últimas secciones se presentan conclusiones.

1. Objetivos

1.1 General

Examinar a través de la revisión y análisis de los principales estudios sectoriales realizados, de las medidas y regulaciones expedidas y el funcionamiento del mercado eléctrico, porque es importante para el mercado eléctrico colombiano adoptar biomasa como Energía Renovable No Convencional (ERNC).

1.2 Específicos

- Identificar el grado de competitividad entre las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) especialmente biomasa, de acuerdo a un análisis de costos de tecnologías y precios finales de la energía.
- Revisar y analizar los efectos de los incentivos desde el ámbito regulatorio creados y/o requeridos por las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) tanto para el mercado eléctrico colombiano como para mercados que han logrado niveles de penetración importantes como es el caso de California y Brasil.
- Analizar cómo los incentivos creados y/o requeridos para las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) impactarían el cumplimiento de las metas fijadas por Colombia para lograr los objetivos de La Conferencia de las Partes de Paris 2016 - COP 21.
- Examinar las matrices de energía eléctrica, su evolución e incorporación de nuevos recursos provenientes de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) en cuanto a composición y precios.

2. Marco teórico

2.1 Cadena prestación servicios

Para que se pueda prestar el servicio de energía eléctrica, hay algunas etapas o procesos generales que deben surtirse, a estas etapas se le conoce también como la cadena de la prestación del servicio de energía. La primera etapa es la *Generación* de energía, en la cual, mediante diferentes fuentes convencionales o no convencionales y la implementación de diversas tecnologías, se transforma el potencial energético del recurso en energía eléctrica o aprovechan características que se pueden obtener de los mismos para producir dicha energía. De las fuentes de generación, las cuales son tradicionalmente grandes centrales ubicadas en zonas distantes de sus lugares de uso, se despachan grandes cantidades de energía, las cuales deben viajar por las líneas de *Transmisión* entre 230 kV y 500 kV para el caso colombiano, siendo esta la segunda etapa y conforman el Sistema de Transmisión Nacional (STN).

Una vez estas redes en alta tensión llegan a los centros urbanos o industriales donde será consumida, deben ser llevados a niveles de tensión más bajos, utilizando transformadores ubicados en subestaciones de energía; en esta etapa inicia la *Distribución*. Desde la subestación, la energía comienza a distribuirse a niveles de tensión más bajos, por redes generalmente entre 115 kV a 13.2 kV que conforman el Sistema de Distribución Local (SDL), los cuales incluyen circuitos y transformadores de distribución que permiten llevar la energía a niveles cada vez más bajos, de manera que puedan ser usados residenciales, comerciales e industriales, entre otros. Sin embargo, todo esto no podría darse si no se da un proceso comercial en el cual un agente compre la energía a los generadores y la venda a los usuarios finales, por lo cual, la Comercialización se considera la última etapa de esta cadena, convirtiéndose en los intermediarios entre los Generadores, Transmisores y/o Distribuidores, con los usuarios finales.

2.2 Tipos fuentes de generación de energía eléctrica

Las fuentes de generación de energía, pueden clasificarse en dos grupos, renovables y no renovables, pero estas a la vez, pueden estar clasificadas en segunda instancia por aquellas que

son convencionales, y las no convencionales. A continuación, se presenta una breve descripción de cada una. Las energías renovables son definidas por la Agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en inglés) como aquella que se deriva de procesos naturales (por ejemplo, la luz solar y el viento) que se repone a una velocidad mayor de la que se consume. La energía solar, eólica, geotérmica, hidroeléctrica y biomasa son fuentes comunes de energía renovable (IEA, 2019). Así mismo, de acuerdo a la norma ISO/IEC 13273-2:2015 las energías no renovables es la fuente de energía que se agota por su extracción (ISO/IEC 13273-2:2015). Estas fuentes renovables y no renovables, como se mencionó previamente, son clasificadas también entre aquellas que son convencionales y las no convencionales. La energía convencional es la suministrada por medios tradicionales como carbón, madera y gas, tal como lo define la European Environment Information and Observation Network (EIONET, 2019a), mientras que la energía no convencional se considera la es renovable y ecológicamente segura, como la energía de las mareas, la energía eólica, etc. (EIONET, 2019b).

2.3 Incentivos económicos

Los reguladores y/o gobiernos han aplicado una serie de incentivos buscando que se generen las señales de participación suficientes para estimular el desarrollo de proyectos de generación de con ERNC. A continuación, se presentan los diferentes tipos de incentivos que han sido desarrollados por diferentes mercados.

2.3.1 Incentivos basados en la producción.

Se consideran mecanismos directos, los beneficios para el generador son proporcionales a la energía generada y los costos finalmente son asumidos por la demanda, entre estos se encuentran:

- Tarifa fija o Garantizada (Feed-in tariff): el generador tiene garantizada una tarifa mínima por kWh durante un período determinado que generalmente es por 20 años.

- Tarifa fija vía subasta (Auction): Se garantiza un contrato al generador por una cantidad de energía (cuota) y por un periodo de tiempo que generalmente está entre 15 y 20 años donde el precio se define mediante subasta.
- Sistema de cuotas (Quota System): consiste en la entrega al generador de certificados de energía renovables (CER) que se estandariza generalmente por kWh o MWh, el cual puede ser comercializado en un mercado. (Paul et al., 2013, pp. 97-99)
- Crédito fiscal (Production Tax Credit): el generador recibe una deducción en el pago de impuestos.
- Contratos por diferencias: mediante estos los generadores pueden participar en el mercado mayorista recibiendo un precio fijo, el cual se cubre recibiendo la diferencia entre su precio y el precio con el que cierre el mercado (UPME, 2015a, p. 11).
- Existen otros mecanismos utilizados en diferentes mercados como el caso de la medición bidireccional que permite realizar transacciones de excedente a precios pactados previamente. Otros son la combinación de los mecanismos indicados anteriormente (UPME, 2015a).

2.3.2 Incentivos basados en la inversión.

Se consideran mecanismos fiscales o financieros, teniendo como propósito ser incentivos a la inversión inicial:

- Créditos fiscales a la inversión (Investment Tax Credits): deducciones en la definición del impuesto de renta a cargo de los inversionistas.
- Exención de IVA (VAT exemption): exclusiones por el pago de este tributo.
- Depreciación acelerada (Accelerated Depreciation): para los activos del proyecto. Representen beneficios fiscales para las empresas.
- Préstamos sin intereses (Interest-free loans): financiación por parte de financieras y/o agencias gubernamentales, sin o con bajo intereses para la compra de equipos para energías renovables.
- Garantías de préstamos (Loan Guarantees): garantías al monto de inversión y el tipo de cambio por parte de entidades financieras o agencias exportadoras con el fin de reducir el riesgo en las inversiones en activos asociados a los proyectos.

2.3.3 Incentivos medioambientales.

Es un mecanismo indirecto. Se fijan impuestos sobre el uso de energéticos de origen fósil lo que encarece la electricidad proveniente de estas fuentes (UPME, 2015a, p. 10).

2.3.4 Procesos regulatorios.

El marco regulatorio define dentro de la planificación las tecnologías y su remuneración, lugares óptimos y su remuneración:

- Proceso de planificación dirigido (Streamlined Planning Process): los interesados en desarrollar o participar en proyectos envían solicitudes a una agencia única creada por el estado.
- Proceso de planificación geoespacial (Spatial Planning Process): las autoridades competentes priorizan el uso del suelo para proyectos de energía renovables para reducir los trámites y sus tiempos, así como los costos.
- Remuneración regulatoria (Building Regulation): similar a la regulación de las actividades de redes como son la distribución y transmisión donde se remunera la infraestructura a través de unidades constructivas, que para las renovables es un marco regulatorio para fomentar la integración de las tecnologías mediante el reconocimiento de los activos que se utilizan.

2.4 Indicadores resultados energía

2.4.1 Costos Nivelados de Energía –LCOE.

El índice Levelised Cost of Energy –LCOE, o en español, Costos Nivelados de Energía, mide la relación de los costos de la vida útil de una tecnología, respecto a la generación de energía eléctrica en el mismo ciclo de vida. Este índice, permite el análisis de diferentes proyectos de generación (Rudnick et al, 2016) tanto de fuentes tradicionales como de aquellas no

convencionales, en la cual, mediante la relación de costos y energía estimada a ser producida, se pueden obtener unidades equivalentes que permiten la comparación de diferentes tecnologías.

Los costos de vida útil en términos macro, incluyen los costos fijos, los costos variables y las inversiones. Los costos fijos son aquellos relacionados con el funcionamiento de la planta o la tecnología de generación y que no dependen de la cantidad de electricidad que se produce, en los que se encuentran los costos de Operación, administración y mantenimientos. Por otra parte, los costos variables, tienen relación directa con la cantidad de energía generada, contando entre estos, por ejemplo, los combustibles o personal adicional requerido para su operación, impuestos por emisiones de gases de efecto invernadero, entre otros. (IRENA, 2017, p. 16).

2.4.2 Factor de capacidad.

El factor de capacidad corresponde a la relación entre la energía que realmente ha sido generada en un periodo de tiempo, sobre la energía que el generador hubiera producido si este funcionara de forma continua en el mismo periodo de tiempo.

3. Revisión de experiencias internacionales

3.1 Caso de estudio: California

California es uno de los 50 estados de Estados Unidos, con una población estimada de 39.557.045 de habitantes a julio de 2018 (Census, 2018) y la quinta economía más grande del mundo, de acuerdo a cifras oficiales del Estado (CA, 2019). A continuación se presenta una descripción de su mercado energético, incentivos en materia de fuentes no convencionales renovables y la evolución de su matriz energética.

3.1.1 Mercado.

En el sector eléctrico Californiano participan las empresas generadoras de energía, compradores, vendedores, transportadores, distribuidores y comercializadores, entes federales y

estatales como son la Comisión Federal Regulatoria de Energía (FERC, por sus siglas en inglés) y la Comisión de Empresas Públicas de California (CPUC, por sus siglas en inglés).

En California el Operador Independiente del Sistema (CAISO) es uno de los nueve operadores independientes de Estados Unidos y Canadá, el cual además opera el mercado de energía mayorista y es quien garantiza un mercado de redes de alta tensión de 26.000 millas de longitud a más de 30 millones de usuarios en un mercado donde se generan más de 260 MWh por año.

3.1.2 Incentivos.

En el año 2002 el estado de California estableció mediante el Proyecto de Ley Senatorial 1078 el programa Portafolio Estándar de Renovables (RPS), por el cual los participantes en el mercado de energía, adquieran un porcentaje de su demanda para el mercado minorista de fuentes de origen renovable. El porcentaje inició con el 20% para el 2017, sin embargo, esta meta se cumplió en el año 2010, 33% para el 2020 y para el 2030 se ha definido en el 60% de las compras totales (CPUC, 2019a). Los siguientes son los programas de adquisición de las RPS:

3.1.2.1 Solicitud de Ofertas de Servicios Públicos (RFO).

Son procesos competitivos llevados a cabo por empresas de servicios públicos de propiedad de inversionistas privados (IOUs), y supervisados por la Comisión de Servicios Públicos de California y un Evaluador Independiente. Estas ofertas son de cualquier fuente renovable y deben ser superiores a 0,5 MW de potencia (CPUC, 2019b).

3.1.2.2 Mecanismo de Subasta de Renovable (RAM).

Es un programa de adquisición en el que IOUs pueden obtener la generación que requieren en sus RPS en cumplimiento de solicitudes de la Comisión, así como de las ordenanzas legislativas y cubren una gran variedad de requerimientos como es el caso de requerimientos por confiabilidad y por capacidad local. Este es un mecanismo caracterizado por

ser contratos estandarizados, tiene como base un mercado de generación distribuida y se diseñó con el fin de agilizar la incorporación de los proyectos siempre cumpliendo con las autorizaciones requeridas (CPUC, 2019c).

3.1.2.3 Programa Feed-In Tariff (FIT) Para Renovables o Mercado de Renovables de Tarifas Ajustadas (ReMAT).

Creado como un mercado para generadores con una capacidad de hasta 3 MW. Los contratos diseñados son estándar con precios fijos y para exportación a las tres empresas de servicios públicos privadas de California. Actualmente este programa se encuentra suspendido (CPUC, 2019d).

3.1.2.4 Programa Feed-In Tariff (FIT) Para Bioenergía o Mercado de Bioenergía de Tarifas Ajustadas (BioMAT, por sus siglas en inglés).

Creado como un mercado para generadores pequeños con una capacidad de hasta 5 MW. Los contratos diseñados son estándar con precios fijos y para exportación a las tres empresas de servicios públicos privadas de California. Las categorías definidas de bioenergía fueron principalmente aguas residuales y residuos municipales, lecherías y residuos agrícolas y residuos forestales (CPUC, 2019e).

3.1.2.5 Programa de Energía Solar Fotovoltaica

La Comisión autorizó a las tres más grandes IOUs a adquirir y operar proyectos solares fotovoltaicos y también realizar contratos de adquisición de energía de productores independientes en procesos licitatorios competitivos de subastas. Se dispuso para cada empresa que durante los siguientes cinco años los programas proporcionaran hasta 1.100 MW (CPUC, 2019f).

3.1.3 Matriz energética.

La evolución de la matriz energética en California entre los años 2007 y 2017 se presenta a continuación. En cuanto a capacidad instalada mostrada en el Grafico 1 se dio un incremento del 20% pasando de 66.552 MW a 79.644 MW, mientras que en la producción de energía se mantuvo prácticamente constante con un descenso del 3% pasando de 212.692 GWh-año a 206.328 GWh-año. Se presentan cambios significativos tanto en las energías convencionales como no convencionales de origen renovable, donde el mayor cambio se da en los recursos de origen solar fotovoltaicos.

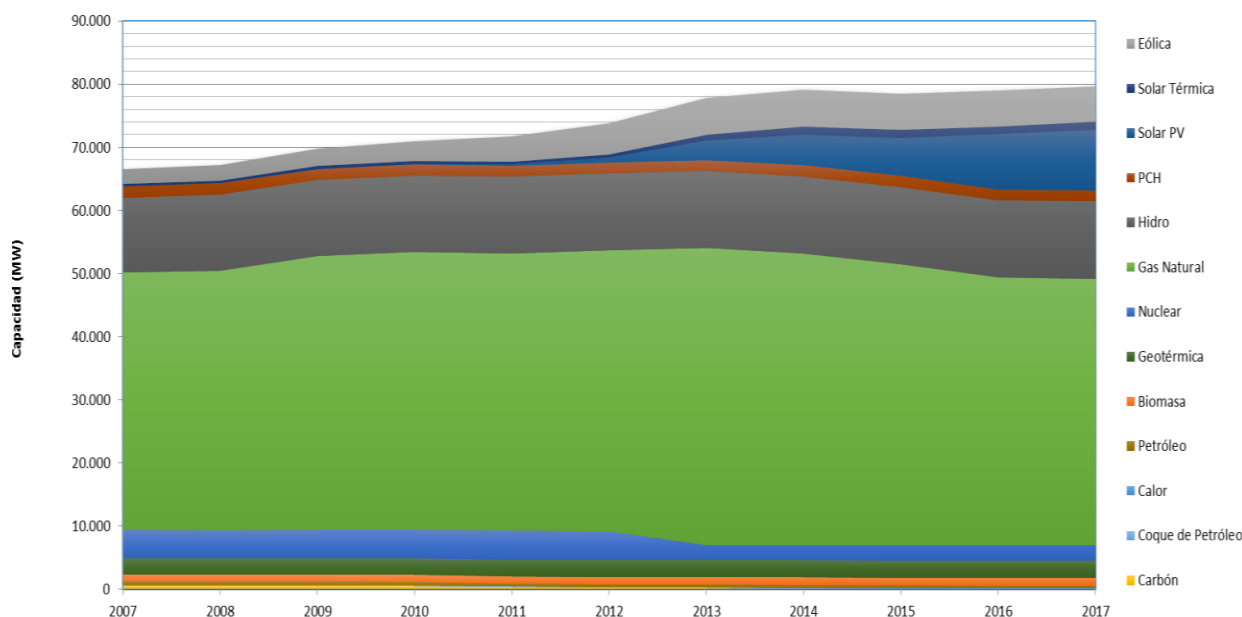


Gráfico 1. Capacidad de generación instalada por tipo de fuente. California 2007-2017

Fuente: QFER CEC -1304.

Un análisis horizontal de la capacidad instalada indica los principales cambios en algunos recursos convencionales, como el carbón, el cual redujo su capacidad en un 87% pasando de 422 MW instalados en el año 2007 a 55 MW en el año 2017 y la generación nuclear se reduce en un 46% pasando de 4.456 MW a 2.393 MW. La energía solar fotovoltaica creció en un plazo de 10 años pasando de 2 MW a 9.588 MW, que representaría un incremento de 479.300%, teniendo en cuenta que era prácticamente inexistente, igualmente las energías renovables de origen solar térmico y eólica se triplicaron y duplicaron respectivamente. La biomasa creció un 20% pasando

de 1.094 MW a 1.314 MW, representando un pequeño incremento de 220 MW. Un análisis vertical entre los años 2007 y 2017 indica principalmente un cambio en la participación de la energía solar fotovoltaica en la matriz de generación pasando de cerca de 0% a tener una participación del 12,04%, la capacidad instalada de la energía eólica pasó de 3,57% al 7,07% y la biomasa mantuvo su participación en 1,65%.

Con relación a la energía generada en el Grafico 2 el análisis horizontal muestra que las energías convencionales, como el caso de las de origen fósil, reducen su participación en el plazo de 10 años en un 51% en promedio, siendo el carbón y petróleo las de un mayor decrecimiento, mientras que en las de origen renovales crecieron, destacándose la generación solar fotovoltaica con un incremento significativo pasando de 2 GWh-año a 21.868 GWh-año. El análisis vertical de las variaciones muestra principalmente un cambio en la participación de la energía solar fotovoltaica pasando de 0% al 10,60%.

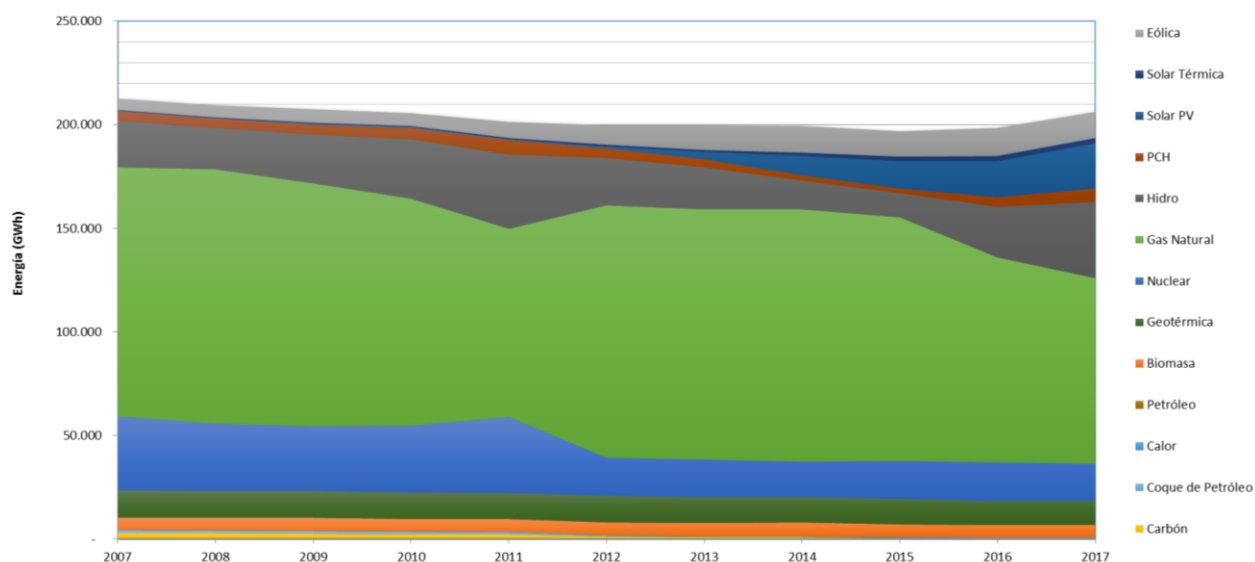


Gráfico 2. Generación eléctrica por tipo de fuente. California 2007-2017

Fuente: QFER CEC -1304

Tanto en capacidad instalada como en generación de energía el gas natural soporta la matriz de generación. Mantiene una participación superior al 50% en capacidad instalada y 43,41% en producción anual de energía.

En cuanto al resultado de los precios, las tres grandes empresas privadas IOUs adquieren sus obligaciones de RPS para el mercado minorista mediante procesos competitivos, lo que ha generado competitividad en costos de las tecnologías solar y eólica logrando una caída importante en los costos (CPUC, 2018, p. 16). En el Grafico 3 se presentan los resultados del comportamiento de los costos para proyectos con capacidad superior a 3 MW.

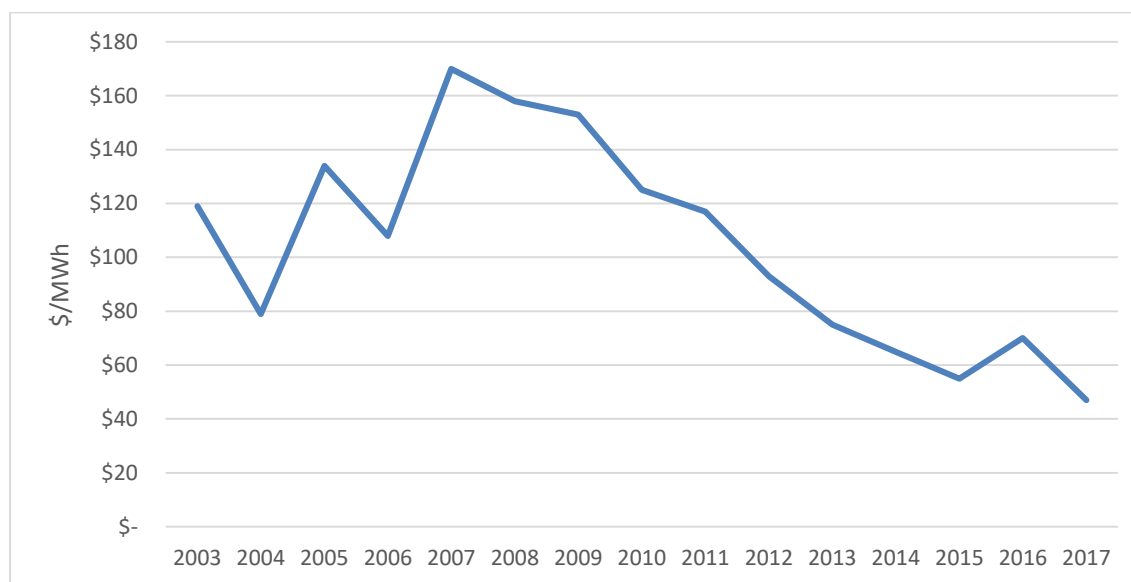


Gráfico 3. Promedio anual de precios de contratos RPS (Dólares reales 2018-CPI ajustado)

Fuente: Elaboración propia, datos CPUC (CPUC, 2018, p. 16)

De los resultados del comportamiento de los costos para el periodo de 10 años comprendido entre el año 2007 y 2017, se presentó una reducción en los costos del 71% pasando de 170 UDS/MWh (0,17 UDS/kWh) a 47 UDS/MWh (0,047 UDS/kWh). Estos números llevados a pesos colombianos del 31 de diciembre de 2017 (\$2.984), corresponden a una reducción de 507 \$/kWh a 140 \$/kWh, es decir una diferencia de 366 \$/kWh¹.

El mercado colombiano presentó para el 31 de diciembre de 2017 un precio promedio de contratos de 179.46 \$/kWh. (XM, 2019a), con lo cual los precios de California para las renovables estaría 30 \$/kWh por debajo de los precios del mercado de contratos colombiano, valor que representa un precio superior al de California de del 20%.

¹ Precios corrientes de cada año

3.2 Caso de estudio: Brasil

Brasil es el país más grande de Sur América, al año 2017 contaba con una población de 209.288.278 habitantes y 2.594 toneladas métricas per cápita de emisiones de CO₂, de acuerdo a datos del Banco mundial (Banco Mundial, 2019).

3.2.1 Mercado.

La Regulación del sector está a cargo de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL, la operación, supervisión y control del sistema de transmisión es realizada por Operador Nacional del Sistema Eléctrico – ONS y la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica – CCEE, administra el mercado eléctrico viabilizando la compra y venta de energía.

Los agentes del sector son los generadores, distribuidores, comercializadores y consumidores libres. El ONS administra una capacidad instalada de 161.552 MW y en el año 2018 se generaron en el sistema 581.923 GWh-año. De igual forma opera una red de transmisión de 141.388 km en tensiones superiores o iguales a 230 kV (ONS, 2019a).

El mercado eléctrico considera dos tipos de contratación, el Ambiente de Contratación Regulada – ACR en el que los distribuidores deben garantizar la totalidad de la demanda que atienden mediante contratos para atender a sus usuarios y se hacen mediante subastas cuya ejecución está a cargo del ENEEL o de la CCCE, y el Ambiente de Contratación Libre – ACL, mediante el cual los generadores, comercializadores e importadores mediante contratos bilaterales venden a usuarios libres y exportadores. Además, existe el Mercado de Corto Plazo (spot) en el que se ajustan las diferencias entre la generación, los contratos y los consumos a un Precio de Liquidación de Diferencias (PLD) (CCEE, 2019).

3.2.2 Incentivos.

A continuación, se describirán los principales incentivos desarrollados en el mercado para lograr la adopción de energías de origen renovable.

3.2.2.1 PROINFA.

En el año 2002 mediante la expedición de la ley 10.438 se crea el Programa de Incentivos a las Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica (PROINFA por sus siglas en portugués). Este programa buscaba incorporar al sistema interconectado nacional recursos renovables de origen eólico, biomasa y pequeñas centrales hidráulicas todas estas provenientes de productores independientes, quienes mediante contratos de suministro de energía por 20 años que se suscribirán con ELECTROBRAS, debían suministrar al sistema eléctrico 3.300 MW de generación para el año 2006, fecha que posteriormente fue ampliada hasta el 2008. Este programa se basa en una tarifa regulada o Feed-in Tarif. Adicional a este programa se crearon los siguientes esquemas de fomento a la energía renovable (IRENA, 2015):

- **Balance Neto (Net Metering).** Diseñado para pequeños productores menores a 1 MW, con generación solar, biomasa, hidráulica y eólica.
- **Financiamiento preferencial.** A cargo del Banco Nacional de Desarrollo de Brasil (BNDES) se dispuso financiamiento a bajo interés para proyectos con proveedores de productos y servicios locales.
- **Fondo para el Desarrollo de la Energía (CDE).** Creado para promover proyectos de PROINFA y energías renovables.
- **Programa INNOVA ENERGÍA 2013.** Cuenta con un financiamiento y entrega subsidios a proyectos con componentes de I + D.
- **Acceso a la red para renovables.** Descuentos de hasta el 50% en los peajes de transmisión y distribución para proyectos hidráulicos, solares, eólicos y de biomasa de hasta 30 MW.
- **Incentivos fiscales.** Incluyen un Régimen Especial de Incentivos para el Desarrollo de Infraestructura (REIDI) para proyectos de electricidad y cogeneración de energía renovable, exención de impuestos para equipos de energía eólica y fotovoltaica, exención de impuestos estatales para energía eólica y solar, y servicios de transporte (ICMS).
- **Luz para todos.** Es el principal programa de electrificación rural. Dirigido a la expansión de la red, micro redes, sistemas aislados atendidos por renovables, diésel y/o sistemas híbridos.

3.2.2.2 Subastas

Según indica IRENA en el documento Regulación de Energía Renovable para Brasil, “*las subastas se han constituido en la principal herramienta para la promoción de las energías renovables debido a la posibilidad del gobierno de definir puntualmente las tecnologías que participaran en las subastas*” (IRENA, 2015, p. 3). Los siguientes son las subastas para los usuarios regulados del Ambiente de Contratación Regulado (ACR) (Fundación Bariloche, 2017): Subastas de nueva capacidad de generación A3 y A5, Subastas de capacidad de generación existente A1, Subastas exclusivas de capacidad de generación de renovables, Subastas de capacidad de generación de reserva, Subastas de capacidad de generación de ajuste y Subastas proyectos estratégicos de interés público.

3.2.3 Matriz energética.

En un periodo de 10 años la matriz energética de capacidad instalada observada en el Grafico 4 presentó un incremento del 66% pasando de 108.619 MW a 179.858 MW y un crecimiento en la generación de energía del 31% pasando de 437.531 GWh año a 567.665 GWh-año. En todas las fuentes de la matriz se presentaron cambios significativos. Sin embargo, se observa la aparición de capacidad de origen eólico principalmente, y solar en menor cuantía comparado con una gran capacidad instalada con la que cuenta este mercado.

Si bien se dio un crecimiento en todos los recursos, donde los de origen térmico y nuclear prácticamente se duplicaron, un análisis horizontal de la capacidad instalada indica que el principal cambio se dio en la capacidad de origen eólico pasando de 247 MW a 12.283 MW que porcentualmente representa un crecimiento del 4.873%, y si bien la capacidad de origen solar fotovoltaico no tiene una gran participación en la matriz siendo apenas del 1%, si se lograron incorporar recursos del orden de los 935 MW. Un análisis vertical entre los años 2007 y 2017 indica principalmente una nueva fuente importante como es la de origen eólico, llegando al 7% de la participación.

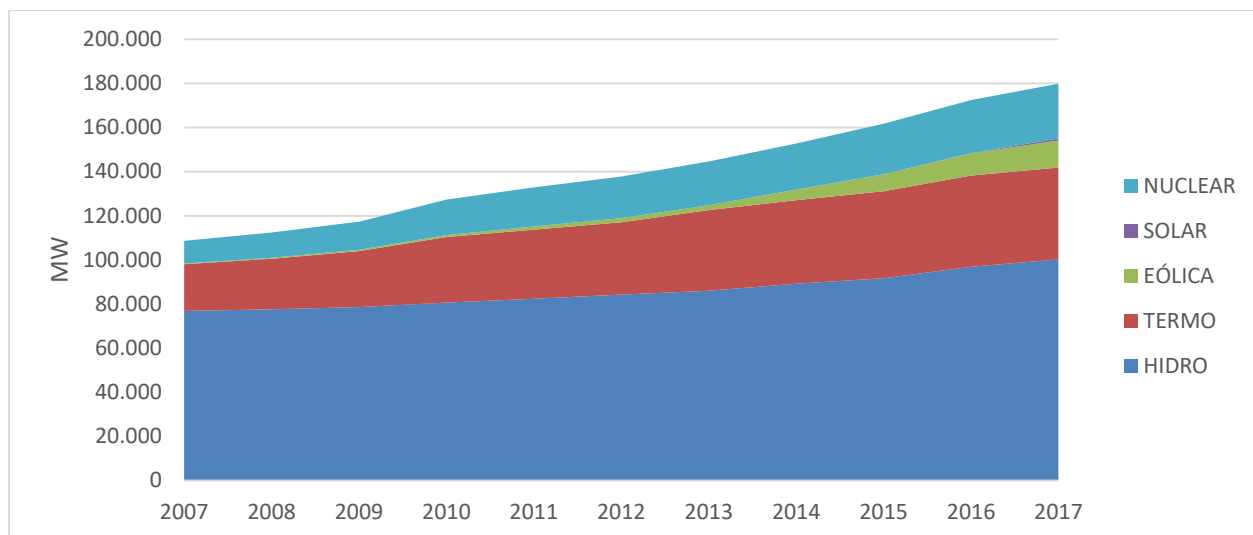


Gráfico 4. Capacidad instalada de generación eléctrica. Brasil 2007-2017

Fuente: Elaboración propia, datos del MME Brasil (MME, 2019)

Con relación a la energía generada el análisis horizontal muestra que las energías convencionales como el caso de las térmicas incrementa significativamente su participación pasando de 18.675 GWh-año a 113.759 GWh-año, correspondientes a un incremento del 509%. En cuanto a la energía eólica, al incrementar su participación en cuanto a capacidad, logra incrementar la energía generada al pasar de 559 GWh-año a 42.336 GWh-año que representa un crecimiento en su participación de más de 7.000%.

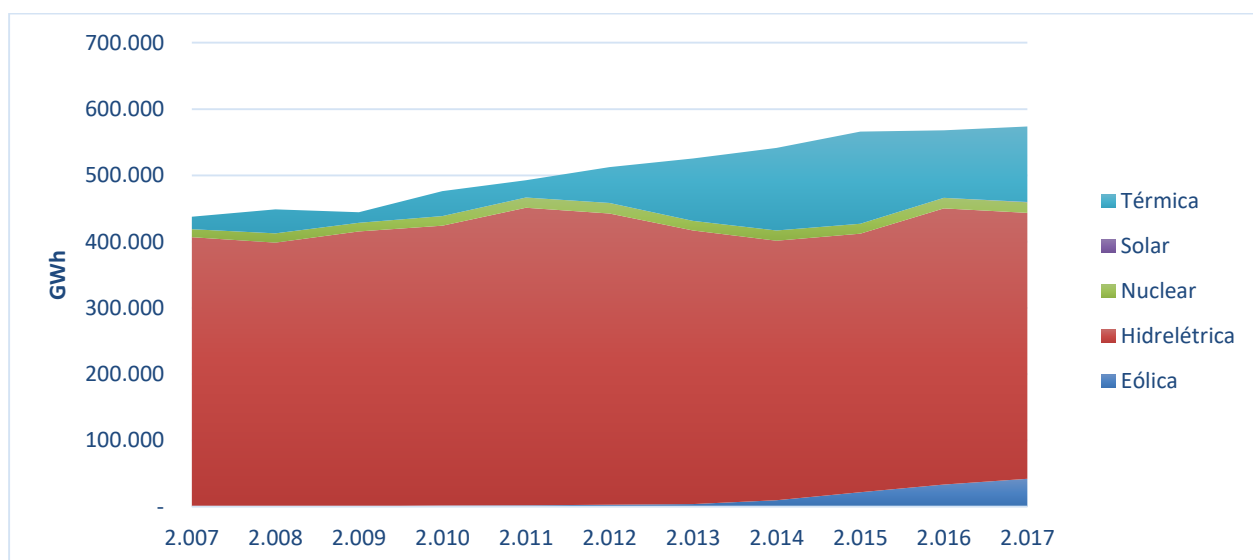


Gráfico 5. Generación de energía, Brasil 2007-2017

Fuente: elaboración propia, datos: ONS (ONS, 2019b)

En cuanto a los precios en el Gráfico 6 se presentan los resultados de las subastas para el periodo de 10 años, publicados por ANEEL.

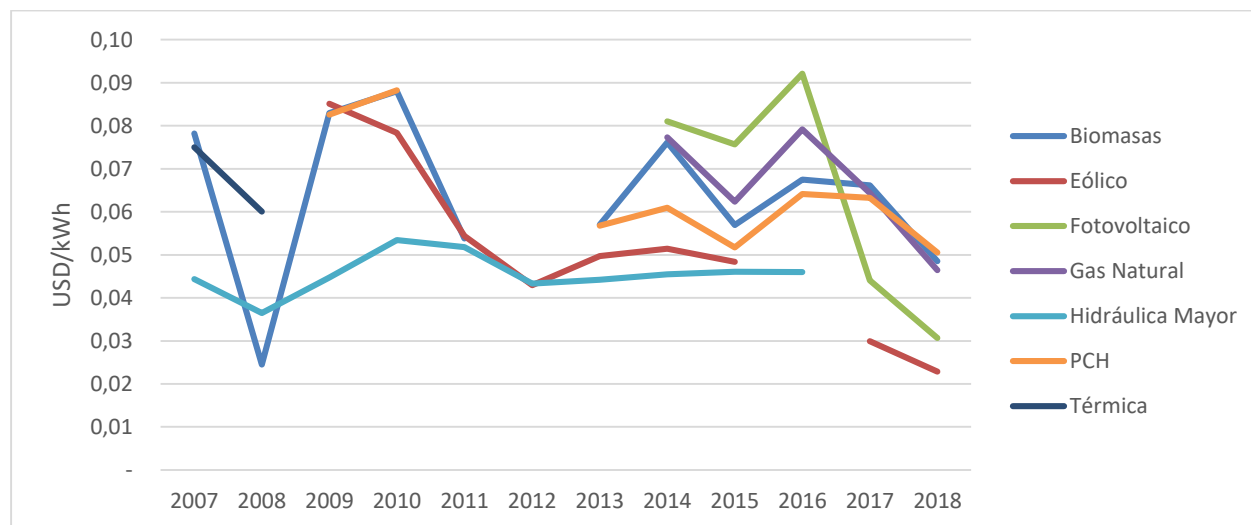


Gráfico 6. Precios promedio Subastas. Brasil 2007-2017

Fuente: elaboración propia, datos ANEEL (ANEEL, 2019)

Los primeros resultados de las subastas para la tecnología eólica iniciaron en el año 2009 con un precio promedio de 0,09 USD/kWh y en el año 2018 llegaron a 0,02 USD/kWh, lo que representa una reducción en el precio de cerca del 73%². Con relación a la energía solar fotovoltaica los primeros datos de precios para contratos se dan en el año 2014 con 0,08 USD/kWh descendiendo a 0,03 USD/kWh lo que representa una reducción del 62%. Los demás recursos tanto renovables como no renovables han mantenido precios constantes que en promedio están en los 0,06 USD/kWh.

Al comparar estos precios con el precio promedio de contratos en Colombia donde se ubicó en 179,46 \$/kWh. (XM, 2019a), se encuentra que para la energía eólica el mercado está 90,2 \$/kWh por encima de los precios en Brasil, es decir aproximadamente un 100% mayor. La energía solar fotovoltaica esta 48,06 \$/kWh por encima que corresponden a una diferencia de 37% adicional en el precio.

² Precios corrientes de cada año

4. Análisis de los Precios de tecnologías de Fuentes No Convencionales de Energía

El mercado de la energía eléctrica ha sido tradicionalmente usuario de las fuentes convencionales de origen fósil para sus procesos de generación, lo cual ha llevado a que sus tecnologías se encuentren en una etapa alta de madurez y eficiencia, situación que se ve reflejada en sus precios normalmente competitivos. En contraste, la incursión de las fuentes renovables no convencionales como una forma de generar energía eléctrica en los últimos años, tuvo un inicio en el mercado mundial caracterizado por altos precios respecto a las fuentes de generación convencionales no renovables. Esto en gran medida se explica por factores endógenos de la economía, en la cual, las economías a escala ya desarrolladas, cuentan generalmente con precios bajos respecto a sus potenciales sustitutos, a excepción de mercados monopolistas. Sin embargo, esta tendencia ha cambiado en los últimos años, en la cual se ha visto una notoria disminución general en los precios de las fuentes renovables (IRENA 2017, p. 15), motivado entre otras razones, por las políticas gubernamentales en materia ambiental y social, así como por los incentivos en el campo económico tanto al sector privado como al público.

Este capítulo presenta un análisis de la evolución de los precios de las diferentes tecnologías renovables y sus tendencias, así como un comparativo de sus precios frente a las fuentes fósiles convencionales. Para lo anterior, se describe mayoritariamente los resultados del estudio Renewable Power Generation Cost in 2017 realizado por la Agencia Internacional de Energías Renovables - IRENA, el cual se constituye como el más reciente sobre comparación en tecnologías de fuentes renovables y los costos para cada una de estas en el año 2017 a nivel internacional.

Los métodos para realizar un análisis de precios pueden ser variados, nos obstante, IRENA utiliza el LCOE, dado que permite llevar a valores nivelados los costos de diferentes tecnologías, convirtiéndose en variables que pueden ser comparables. Este indicador, como se explicó en el capítulo 2.4, es el resultado del comparativo entre la relación de los Costos de inversión y costos de Operación y Mantenimiento (OM), en relación con la energía generada, la cual depende de los factores de capacidad de cada una de las tecnologías.

La Tabla 1 presenta los valores de Costo total instalado, el cual representa todos los costos de desarrollar el un proyecto de cada tipo de fuente; también se presentan Costos de OM, quienes agrupan los costos fijos y variables; y los Factores de capacidad para las tecnologías de generación proveniente de fuentes solares, eólicas en tierra, hídrlicas y biomasa. El análisis de causas de los comportamientos de estas variables se presentará en el capítulo 4.1.

Tabla 1. Tendencia costos instalados, Costos O&M y Factores de capacidad para energía solar FV, Eólica en tierra, Hidráulica y Biomasa. 2010 - 2017

Variable comparativa (valores promedio)	Solar FV			Eólica en tierra		
	2010	2017	Tendencia	2010	2017	Tendencia
Tendencia costos instalados (USD/kW)	\$ 4.394	\$ 1.388	↓ Decrece	\$ 1.843	\$ 1.477	↓ Decrece
Factores de capacidad	13,7%	17,6%	↑ Crece	26%	29%	↑ Crece
Costos de Operación y Mantenimiento	Alemania y UK 20%-25% del LCOE Estados Unidos 10-18 USD/kW		↑ Crece	Estados Unidos 16 - 37 USD/kW/año (entre 2010 y 2016) China 22 - 47 USD/kW/año (entre 2010 y 2016)		↓ Decrece
Variable comparativa (valores promedio)	Hidráulica			Biomasa		
	2010	2017	Tendencia	2010	2017	Tendencia
Tendencia costos instalados (USD/kW)	\$ 1.171	\$ 1.535	↑ Crece	\$ 1.608	\$ 2.668	↑ Crece
Factores de capacidad	44%	48%	↑ Crece	61%	86%	↑ Crece
Costos de Operación y Mantenimiento	2,2% para grandes hidroelectricidad 2,2 - 3% para proyectos más pequeños		-	Costos fijos: 2% - 6% de costos totales Costos variables: 0,005 USD/kWh		↓ Decrece en grandes empresas

Fuente: Elaboración propia con base en IRENA 2017.

La Tabla 1 muestra que para la energía solar fotovoltaica y la energía eólica generada en tierra, presentaron un decrecimiento en la tendencia de los costos totales de instalación, la cual en el caso de la energía fotovoltaica en el mercado Europeo alcanzo una caída del 83% es decir que en menos de una década, el costo de desarrollar proyectos eólicos y solares, disminuyeron considerablemente, haciendo que su penetración en el mercado mundial de generación se acelere. Paralelamente, los costos de desarrollar proyectos hidráulicos y de biomasa presentaron un

aumento en los costos de instalación de sus proyectos, haciendo que su viabilidad como bien sustituto o complementario de otras fuentes pueda verse afectado hasta tanto las causas del incremento presenten medidas remediales a bajo costo.

Los factores de capacidad para las cuatro tecnologías presentadas en Tabla 1 obtuvieron un incremento consistente, es decir que la eficiencia de sus equipos de conversión de energía de estas fuentes a energía eléctrica, ha incrementado en todos los casos, lo cual se debe a los avances en procesos productivos y progresos en materia de innovación y desarrollo. Estos incrementos en los factores de capacidad, tienen un efecto directo en el potencial de generación de energía de cada fuente, es decir que conforme este incremente, se aumenta la eficiencia y eficacia de las tecnologías asociadas para producir mayores cantidades de energía.

Los costos de operación y mantenimiento, son variables en cada tipo de fuente de generación, así como varía entre las diversas tecnologías asociadas a una misma fuente, y depende de otros factores como la región a la cual pertenece el proyecto productivo, estructuras de mercado, proveedores del servicio disponible en sitio, vida útil de equipos, entre otros factores. Es por esto que en el caso de la energía solar fotovoltaica, se evidencia un incremento en los costos de operar y mantener dicha tecnología, lo cual puede estar probablemente relacionado con el aumento en la demanda de este servicio por parte de los usuarios de los paneles solares, así como también de acuerdo a IRENA (2017) se ve afectado en los casos donde para operar se requiere pagar por el uso del espacio que ocupan algunos paneles. Aun así, los costos de operar y mantener los sistemas fotovoltaicos, no se consideran el mayor desafío en este tipo de tecnología.

El Grafico 7 presenta la comparación costo global nivelado de electricidad a partir de tecnologías de generación de energía renovable a escala de servicios en los años 2010 y 2017, el cual resulta de la relación de los costos de instalación y OM presentados anteriormente en relación con la energía generada. En el Grafico 7 puede observarse la tendencia de los precios entre las diferentes FNCER y un rango general de las fuentes fósiles. En este gráfico, el diámetro de la circunferencia representa el tamaño de los proyectos con cada tipo de fuente; los valores en

el centro de los círculos son los costos de cada proyecto, los cuales se ven reflejados en el eje Y en dólares del año 2016 como unidad de referencia³ (IRENA, 2017, p. 17).

La franja verde transversal del gráfico, presenta el rango de costos del índice LCOE para las fuentes fósiles, las cuales se ubicaron entre 0,05 y 0,07 USD/kWh. Se puede observar que en general, todas las fuentes renovables tuvieron costos nivelados dentro del margen de los costos de las energías convencionales fósiles en el año 2017, lo cual muestra el grado de competitividad que estas han alcanzado y por lo cual podrían en términos de precios, ser una fuente complementaria a corto plazo, o incluso sustituta, de las tecnologías de generación energética tradicionales.

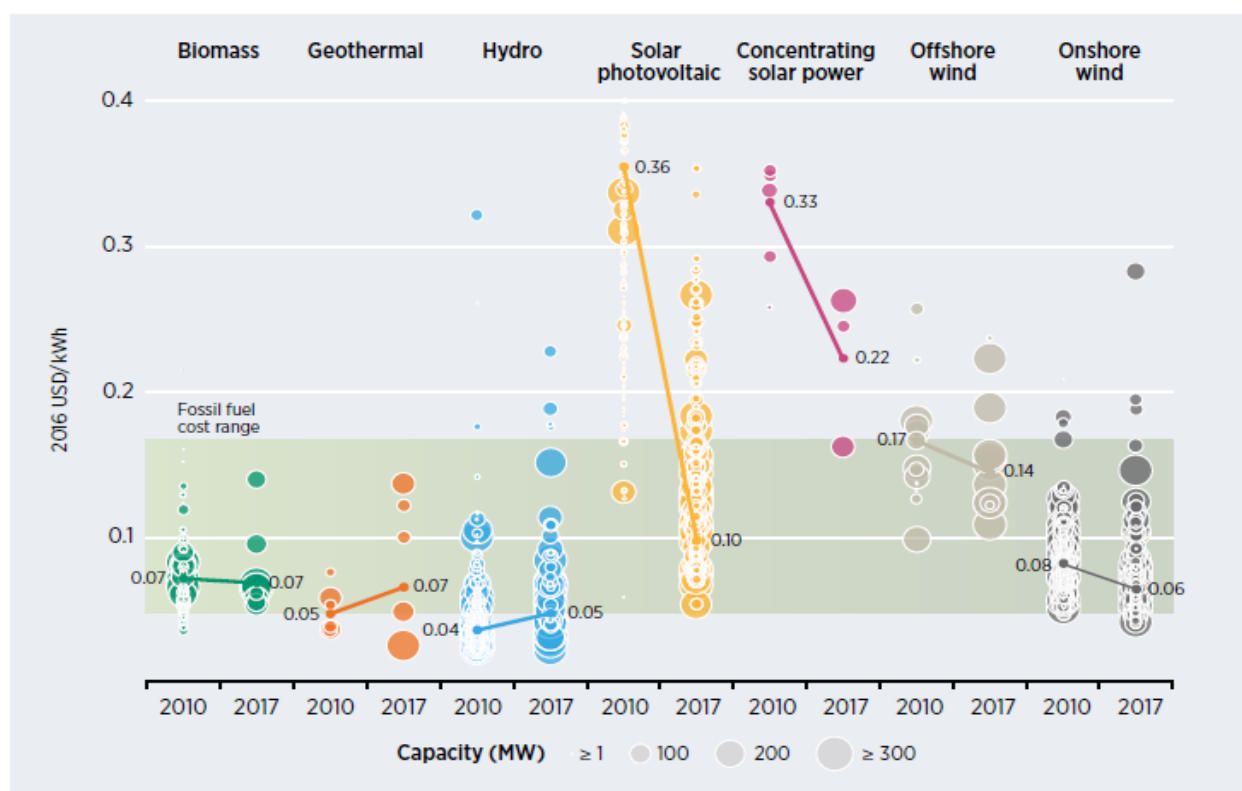


Gráfico 7. Costo global estandarizado de electricidad a partir de tecnologías de generación de energía renovable a escala de servicios

Fuente: (IRENA, 2017). Recuperado de Renewable Power Generation Costs in 2017 https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf

³ El supuesto general de los cálculos realizados por esta Agencia, fue un costo real de capital de 7,5% en los países pertenecientes a la OCDE y China; y de un 10% para el resto del mundo, así mismo, se omitieron variables relacionadas con apoyo financiero a dichas fuentes

En el caso de la energía con fuentes basadas en biomasa y geotérmica, se obtuvo a 2017 un costo de electricidad nivelado de 0,07 USD/kWh, los cuales pese a encontrarse en el rango de las fuentes fósiles, obtuvieron tendencias crecientes, que en caso de continuar con el comportamiento a la alta en unidades de dólar por kWh generado durante los próximos años, podrían descartarse como una fuente viable desde el punto de vista económico.

Esta tendencia creciente entre 2010 y 2017 también puede observarse en los precios de la energía basados en fuentes hídricas, que para el último año de evaluación se ubicaron en el límite de 0,05 USD/kWh, aunque continúa siendo el valor más bajo entre las fuentes renovables. Empero, esto debe ser un factor a considerar por los inversionistas en este tipo de fuentes, teniendo en cuenta además que esta es una fuente renovable convencional, lo cual hace que en algunos países como Colombia, no se encuentre entre los recursos susceptibles de incentivos y beneficios tributarios.

Para el caso de las fuentes basadas en energía solar fotovoltaica, la relación de precios entre sus costos y energía generada, arrojaban a 2010 un LCOE de 0,36 USD/kWh, contando con una caída de precios generalizada de 73% al 2017, donde finalmente se encontró con un valor de 0,10 USD/kWh, constituyéndose como la fuente renovable con una pendiente más pronunciada el cambio de los costos asociados.

Por otra parte, la energía eólica en tierra disminuyó de 0,08 a 0,06 USD/kWh entre 2010 y 2017, mientras que la energía eólica marítima a 2017 experimentó una reducción en su costo llegando a los 0,14 USD/kWh. De acuerdo a IRENA (2017, p. 16) la diferencia de precios entre estas dos tecnologías eólicas, radica en que la eólica marítima, es una forma de generación que se encuentra en una etapa con un menor despliegue, no obstante, sus proyecciones señalan que a 2020 sus precios estarán entre 0,06 y 0,10 USD/kWh (IRENA, 2017, p. 16). Lo mismo sucede con la energía solar concentrada (CSP), cuyo comportamiento entre los años 2010 a 2017 fue decreciente, pasando de 0,33 USD/kWh a 0,22 USD/kWh, aunque esos valores superan a los asociados a las fuentes fósiles, disminuyendo su potencial competitividad. Aun así, al igual que con la energía eólica marina, esto se debe a que la tecnología se encuentra aún en un momento de consolidación, y se espera que a 2020 también alcance precios de hasta 0,06 USD/MWh, lo cual

haría que pueda entrar a competir, en términos de precios, con las fuentes fósiles y otras fuentes convencionales.

En términos generales, las fuentes que presentaron un comportamiento decreciente en su relación de costo-generación, fueron las provenientes de fuentes solares y eólicas; mientras que la geotérmica y la hídrica presentaron ligeros aumentos; y la biomasa mantuvo un costo constante; pese a este comportamiento, IRENA (2017, p. 16) proyecta una tendencia a la baja en general para dichas fuentes respecto a las de origen fósil.

4.1 Causas en la variación de precios en las fuentes no convencionales de energía

4.1.1 Incremento en los precios de recursos hídricos y geotérmicos

La energía geotérmica requiere de un proceso de ingeniería más robusto para su implementación, dado que los costos iniciales del proyecto abarcan aspectos como la investigación y exploración de recursos, costos de perforación, mano de obra adicional, infraestructuras en el sitio de generación tales como la planta de generación, sistemas de canalización de fluidos geotérmicos, (IRENA, 2017, p. 138) entre otros, haciendo que los costos totales de instalación tiendan a ser altos. Dado que este tipo de fuente demanda actividades de perforación, los costos de instalación y los costos de OM pueden verse impactados por los cambios en los precios de otras materias primas utilizadas para el funcionamiento de los equipos, tales como los combustibles fósiles (por ejemplo, petróleo), por lo que los costos de la energía geotérmica, se ven directamente relacionados con la fluctuación en los precios de commodities implementados en el proceso de conversión. Adicionalmente, se ha encontrado que el éxito de las excavaciones de la energía geotérmica varía entre 60%-90% (Hance, 2005), dejando un margen de entre el 10% y 40% de probabilidades de que las inversiones iniciales puedan llevarse a pérdidas.

En cuanto a las fuentes hídricas, estas pueden venir de pequeñas centrales hidroeléctricas o grandes centrales, por lo tanto, el alza en sus precios podría estar relacionada con los costos de desarrollo asociados a la construcción de las obras, estudios de ingeniería civil y de fluidos, trámites y licencias ambientales. De igual manera, un factor que ha impactado los precios de la

energía proveniente de fuentes hídricas, ha sido los periodos de sequía que se experimentaron en algunos años del periodo estudiado, lo que llevó a un incremento en el precio en bolsa y aun alto riesgo de desabastecimiento energético en los países dependientes de este tipo de fuentes, tal como en el caso colombiano.

4.1.2 Caída de precios fuentes solares y eólicas

La caída de los precios en las fuentes renovables que presentaron dicho comportamiento es explicada de acuerdo a IRENA (2017, p. 18) por tres factores generales: 1) mejoramiento tecnológico, 2) Adquisición competitiva, 3) Desarrolladores de proyectos experimentados.

El mejoramiento tecnológico, especialmente en la energía solar y eólica, acompañado de la industrialización de sus procesos productivos y economías a escala han llevado a un incremento en la productividad y rendimiento de estas fuentes de generación y a una disminución en los costos de producción e instalación. Algunos ejemplos del mejoramiento tecnológico son el desarrollo de paneles solares con mejorada arquitectura en las celdas fotovoltaicas, o la creación de aerogeneradores cada vez más grandes, que permitan aprovechar de mejor manera la energía mecánica dada por las velocidades del viento y convertirla en energía eléctrica.

La adquisición competitiva de las tecnologías, se da en el marco en el cual, los diferentes países, motivados por factores como la promoción de medidas que mitiguen el cambio climático, la disminución de dependencia fuentes de generación fósil, desarrollo económico y social, entre otras, han promovido un marco regulatorio el cual favorece la inclusión de fuentes renovables en la matriz energética, generando políticas donde el usuario pasa a tener un rol más activo, se generan esquemas de subsidios y beneficios tributarios a estas fuentes, entre otros. Todo este conjunto de elementos, han llevado a que las adquisiciones de estas tecnologías sean más competitivas, acarreado una disminución notable en sus precios, lo cual se ha visto reflejado en las subastas de energía con proyecciones a continuar disminuyendo. Se indica que, aunque la tendencia a la baja en subastas continúe, se requiere de otros factores, tal como el acceso a financiamiento a bajo costo, ambiente político y regulatorio favorable y buen diseño de estas subastas (IRENA, 2017, p. 18)

Finalmente, la tercera causa de caída en precios de energías renovables, se debe al incremento de desarrolladores de proyectos con experiencia, los cuales tal como explica IRENA (2017, p. 18), se encuentran en busca de nuevos mercados, propician la reducción de costos, gracias a que aportan experiencia, conocimientos ya adquiridos y permiten la penetración a mercados internacionales, generando así mismo, una reducción en los riesgos de estos proyectos y así mismo la reducción de costos.

4.1.3 Revisión al caso de estudio de la biomasa: determinantes en los precios

Para el caso particular de la biomasa, los análisis de costos tienden a ser más variables que en los estudios de la energía solar y eólica, básicamente porque en el caso de la biomasa, hay diversos tipos de recursos a ser utilizados como materia prima, como son los recursos de origen agrícola, industrial, animal o incluso de residuos urbanos; así mismo, de acuerdo la biomasa se cuenta con diferentes tipos de tecnología de generación de energía, cada una de estas con sus características, costos y eficiencias particulares, por lo que se dificulta concluir un único valor de referencia para toda la energía proveniente de biomasa.

En los estudios de precios de las biomásas, hay por lo menos tres grandes factores a considerar (IRENA, 2017, p. 127): las materias primas utilizadas, la transformación de la materia prima y las tecnologías de generación utilizadas. En cuanto a las *materias primas*, quizás uno de los puntos más sensibles para la rentabilidad de estos proyectos, es la garantía disponibilidad de materia prima para su procesamiento. De acuerdo a IRENA, “*el éxito económico de los proyectos de biomasa es la disponibilidad de un suministro de combustible seguro y sostenibles para la conversión*” (IRENA, 2017, p. 128). Es decir, obtener una relación de beneficio-costos positiva está en gran medida sujeta a que la materia prima (la biomasa) procesada se encuentre disponible durante todo el tiempo productivo, ya que hay algunas materias primas que pueden variar su disponibilidad de acuerdo a la temporada del año, entre otros factores, haciendo que la productividad instalada de las plantas sea subutilizada en algunos casos y por lo tanto el resultado de costos respecto a la generación obtenida se vea afectada. Para abordar este problema, una solución es realizar mayores inversiones en *tecnologías*, que permitan el procesamiento de diversos tipos de biomasa de acuerdo a la disponibilidad de la zona o de la temporada del año.

La utilización de biomasa como materia prima de generación energética, tiene una importancia especial al usar residuos que no tienen una utilidad diferente o se tratan de un desperdicio, sin embargo, la continua disponibilidad de esta materia prima para su procesamiento es una de las mayores incertidumbres (IRENA, 2017, p. 127) que deben afrontar los formuladores de estos proyectos.

La biomasa demanda inversiones en tecnología como sucede con otras fuentes renovables y no renovables, pero también requiere inversiones en costos de transporte y transformación, de manera que la biomasa se lleve desde su sitio de origen hasta el lugar donde se ubica la planta de generación, o que se implementen procesos de transformación que modifiquen las características de peso o volumen de la biomasa para hacer más fácil su transporte o procesamiento, pero en ambos casos, esto agrega costos adicionales frente a otras fuentes. De acuerdo a lo anterior, el costo de la materia prima representa entre el 20% y el 50% del costo final de la energía generada con biomasa (IRENA, 2017, p. 128).

Las inversiones iniciales en tecnología pueden llegar a ser menores en los países emergentes, dado que generalmente cuentan con normativas y leyes ambientales más flexibles o en etapas de desarrollo. Lo anterior puede verse en el Gráfico 8, donde se presentan proyectos de biomasa en países pertenecientes a la OCDE, China e India, y otros países, mostrándose que, para los países de Europa y Estados Unidos, se presentaron los mayores costos en tecnologías, mientras que, para los países en desarrollo, estos costos fueron significativamente menores (IRENA, 2017, p. 128).

Por otra parte, los costos de operación y mantenimiento (OM), pueden dividirse entre costos fijos y costos variables. Los costos fijos tienden a variar entre el 2% y 6% de los costos totales anuales (IRENA, 2017, p. 130) y comprenden variables como mano de obra, mantenimiento programado, reemplazo de componentes, entre otros, mientras que los costos variables de operación y mantenimiento se consideran relativamente bajos con un valor de 0,005 USD/kWh. No obstante, los costos de OM, propenden a ser más bajos en las empresas más grandes debido a las economías a escala (IRENA, 2017, p. 130). La Tabla 2 presenta costos fijos y variables de operación y mantenimiento para proyectos de biomasa en 2015.

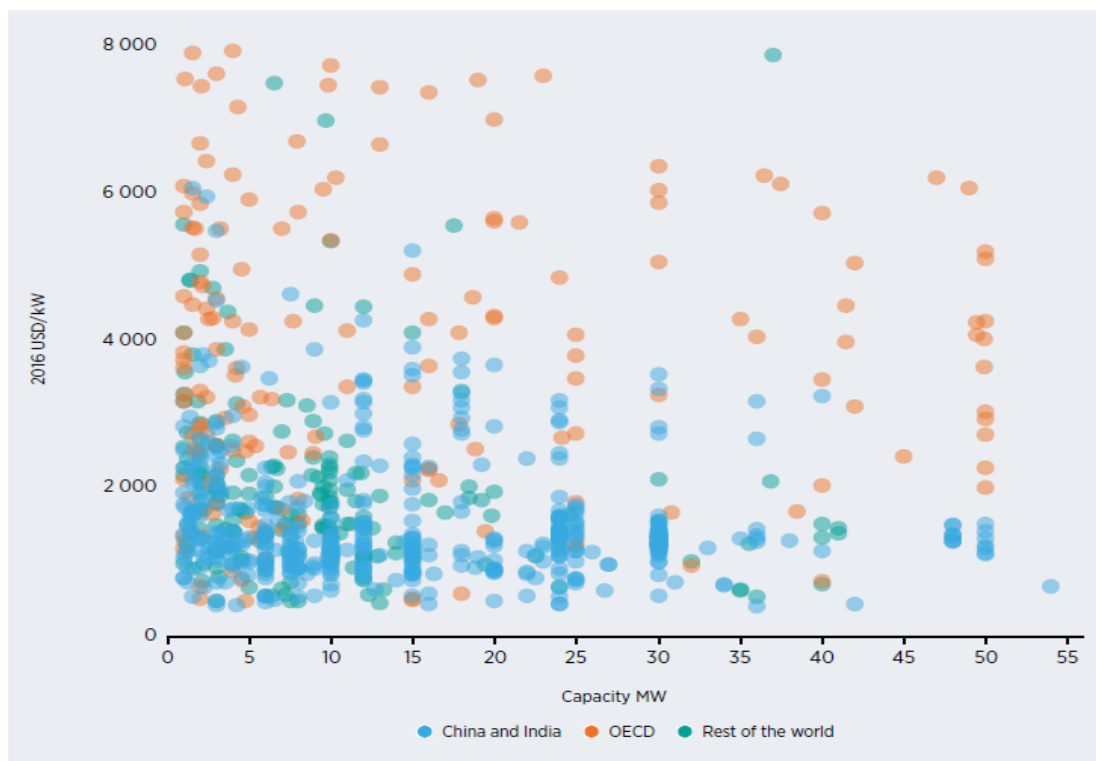


Gráfico 8. Total, costos instalados en tecnologías de generación de energía por biomasa, por países/región y capacidad del proyecto.

Fuente: (IRENA, 2017). Renewable Power Generation Costs in 2017 Recuperado de https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf

Tabla 2. Costos fijos y variables para energía de biomasa

	Fixed O&M (% of CAPEX/YEAR)	Variable O&M (2016 USD/MWh)
Stoker/BFB/CFB Boilers	3,2	4,08 - 5,03
Gasifier	3 - 6	4,08
Anaerobic digester	2,1 - 3,2	4,49
	2,3 -7	
Landfill gas	11 - 20	n.a

Fuente: (IRENA, 2017)

Sobre la eficiencia en la producción para el caso de las tecnologías que aprovechan biomasa para generar energía, se estima que el factor de capacidad es de entre el 85% -95%, no obstante, se argumenta que en la realidad los proyectos de generación no llegan a alcanzar estos porcentajes de aprovechamiento, pues como se explicó previamente, las fuentes de biomasa son heterogéneas y por lo tanto sus resultados. Según la revisión de IRENA (2017, p. 131) en el mundo la mayoría de proyectos tuvieron resultados ponderados superiores al 60%, y solo en

Europa y Estados Unidos alcanzaron valores entre el 80% y el 85%, sin embargo, los valores de eficiencia eléctrica neta alcanzaron mínimos entre el 20% y 30%.

Finalmente, determinar un precio nivelado general para los proyectos de biomasa no se facilita debido a la heterogeneidad de la biomasa, diferentes tecnologías, y, por lo tanto, diferentes costos fijos y variables, así como en la energía a generar. Aun así, en el Gráfico 9 se presentan los costos nivelados de electricidad por proyectos basados en biomasa y sus promedios ponderados por capacidad, país y región estimados por IRENA (2017, p. 133) de acuerdo a sus bases de datos, y tomando como supuestos un costo de capital de 7,5%-10%; costos de materia prima entre 1USD/GJ y 9USD/GJ, y una generación de alrededor de 0,05USD/kWh.

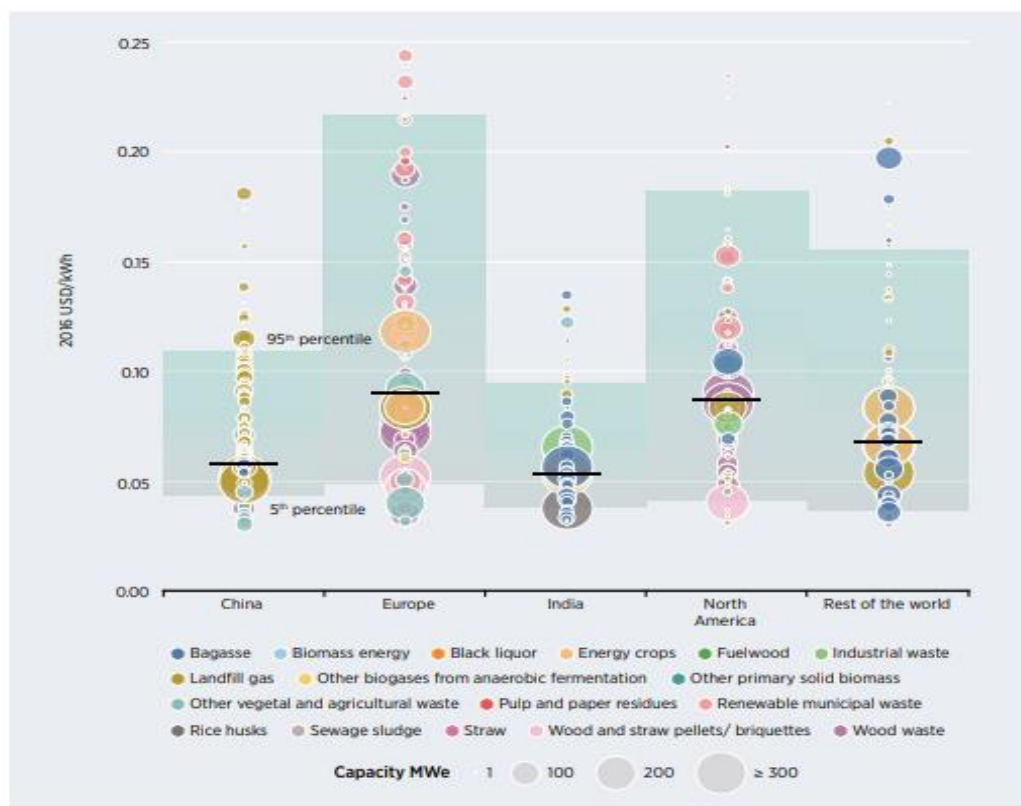


Gráfico 9. Costo nivelado de electricidad por proyectos de biomasa y promedio ponderado y región, 2000-2016

Fuente: IRENA (2017). Renewable Power Generation Costs in 2017 Recuperado de https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf

En el gráfico se observa que las regiones con LCOE mayores son Europa y Estados Unidos, alcanzando hasta 0,09 USD/kWh, dado que, aunque cuentan con mayores avances

tecnológicos, también afrontan regulaciones ambientales más rigurosas y mayores costos en materias primas. En contraste, las regiones con LCOE más bajo (China, India y el resto del mundo), explican su relación en costos respecto a generación, en que cuentan con mayor acceso a materias primas e inversiones de capital más bajas, razón por la que obtienen un costo nivelado que llega hasta 0,06 USD/kWh.

Nuevamente, los resultados son en gran medida explicados por los costos de materias primas, dado que se obtuvieron valores nivelados más bajos en países donde el factor de capacidad de la planta también es más bajo, dado que dependen en gran medida de materias primas como el bagazo de caña, u otras fuentes de biomasa de costo cero, o bajo costo, por lo que en proyectos de biomasa, se hace más rentable implementarlos en ubicaciones donde se tendrán bajos costos de adquisición de materia prima y de capital inicial, lo que compensa los bajos factores de capacidad y permite tener valores de LCOE más favorables.

Para el caso colombiano, la UPME publicó el costo de la generación de energía eléctrica mediante fuentes renovables en el sistema eléctrico colombiano de acuerdo a los proyectos presentados, donde compararon los costos de tecnologías obtenidas de biomasa, eólica, hidráulica y térmica, destacándose que la biomasa presenta el costo índice de instalación más bajo y el costo índice de generación USD/MWh más alto entre las tecnologías comparadas. En la Tabla 3 se presentan los datos obtenidos para cada tecnología.

Tabla 3. Costos y datos por tipo de energía seleccionada

Descripción	Biomasa	Eólica	Hidráulica	Térmica	Solar
Costo índice de instalación (USD/MW)	1.063	1.794	2.150	1.363	1.388
Costo índice de generación (USD/MWh)	33,32	14,82	19,53	27,66	15,87

Fuente: Elaboración propia, datos UPME e IRENA (UPME, 2019a & IRENA, 2017, p. 64)

La UPME no publicó en su informe de Registro de Proyectos de Generación los costos índices de instalación para la tecnología solar fotovoltaica, por lo cual se incluye en la tabla el dato publicado por IRENA en su informe de costos del año 2017 y corresponde a la capacidad global promedio ponderado del costo total de instalación de los nuevos proyectos fotovoltaicos.

Las emisiones de gases de efecto invernadero, específicamente dióxido de carbono, son las segundas más altas, después de la Térmica a carbón, es la biomasa la tecnología con mayor tasa de emisiones, seguida de la energía hidráulica y por último la biomasa.

5. Análisis fuentes en Colombia

5.1 Estructura del mercado y agentes en Colombia

La Presidencia de la República encabeza el liderazgo de las políticas nacionales, por medio el Ministerio de Minas y Energía, el Departamento Nacional de Planeación y el Ministerio de Hacienda se traza la política sectorial y administración de las empresas estatales.

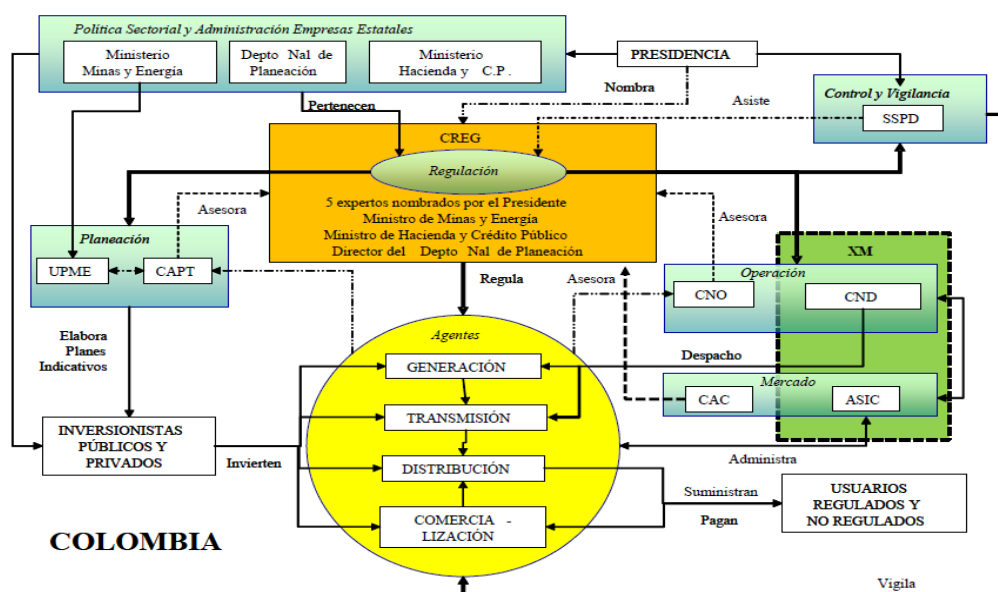


Gráfico 10. Contexto institucional colombiano - Sector energético

Fuente: CREG, El mercado eléctrico colombiano. Recuperado de:

http://www.creg.gov.co/sites/default/files/mercado_electrico_colombiano.pdf

Tomando como base estas políticas y planes nacionales, la Unidad de Planeación Minero Energética, perteneciente al Ministerio de Energía, es la responsable de proyectar el uso eficiente de los recursos mineros y energéticos, desarrollando específicamente para el sector de la energía

la construcción y actualización de los Planes de Expansión de Referencia y Plan Energético Nacional (Sierra et al, 2006), labores que realiza con el apoyo del Comité Asesor de Planeamiento de la Trasmisión-CAPT.

En materia de regulación, la responsable es la Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG, buscando establecer las medidas que garanticen la correcta prestación de estos servicios, el uso eficiente y garantizar la calidad prestada a los usuarios; mientras que, de la inspección, vigilancia y control de las empresas de servicios públicos domiciliarios, entre ellas las pertenecientes al sector energético, se encarga la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios- SSPD.

De acuerdo a la CREG el mercado de energía eléctrica colombiano está compuesto por los usuarios regulados y no regulados y los agentes presentados en el capítulo anterior. Los agentes del sector son los generadores, transportadores, distribuidores, comercializadores y administradores.

5.1.1 Mercado de energía mayorista.

Al mercado donde las diferentes empresas y entidades compran y venden energía se le llama Mercado de Energía Mayorista – MEM y en esencia participan en esta los Generadores y los Comercializadores. En este mercado en Colombia, dichos agentes se encuentran obligados a transar toda la energía que demandan los usuarios conectados al Sistema Interconectado Nacional – SIN y que posteriormente es despachada a través de los sistemas de transmisión por el Centro Nacional de Despacho – CND, quien realiza sus operaciones basados en las directrices técnicas establecidas por el Consejo Nacional de Operación –CNO. Las transacciones en el Mercado de Energía Mayorista se realizan mediante tres modalidades posibles: 1) Contratos bilaterales, 2) Bolsa de Energía y 3) Subastas.

Tabla 4. Transacciones en el mercado de energía mayorista colombiano

Contratos bilaterales	Bolsa	Subastas
Contratos entre generadores y comercializadores en los que se pactan cantidades de energía a suministrar al comprador a un precio estipulado.	Es el mercado donde se realizan transacciones a corto plazo. La energía que no haya sido cubierta mediante contratos bilaterales deberá ser pagada a precio de bolsa, transacción económica que debe ser realizada a través del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales –ASIC.	Tienen como propósito garantizar la disponibilidad de energía en el largo plazo, y los agentes que participan en estas subastas son los generadores de energía y los inversionistas.

Fuente: Elaboración propia

5.2 Marco regulatorio e incentivos en Colombia

Colombia lleva un tiempo trabajando en el desarrollo de estudios tendientes a la exploración de la adopción de ERNC, principalmente por el alto riesgo que implica para el país la alta dependencia de energía de fuentes hídricas y térmicas. Sin embargo, otro factor importante para la incursión en las FNCER, son los estudios que indican la vulnerabilidad del país ante el cambio climático, llevándolo a buscar medidas que disminuyan la emisión de gases de efecto invernadero. A continuación, se presentan las principales acciones del gobierno para incentivar la adopción de FNCER en el mercado eléctrico colombiano.

5.2.1 Ley 1715 de 2014.

Por medio de esta ley se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional, a través de incentivos tributarios, arancelarios y contables. Para el desarrollo y promoción de cada una de las FENCR, de forma específica establece algunas acciones a seguir en la identificación, estudio y tratamientos de los recursos de cada una de estas fuentes, y define otras acciones que estarán a cargo de los órganos competentes del estado para la búsqueda de su desarrollo futuro. Entre las principales acciones se encuentran las siguientes:

5.2.1.1 Generación a pequeña y gran escala.

Busca su promoción de la generación de este tipo a través de los siguientes mecanismos: Autorización de entrega de excedentes a la red, Sistema de medición bidireccional y mecanismos de simplificados de conexión, Venta de energía por los Generadores Distribuidos, Venta de créditos de energía de los Autogeneradores a pequeña escala e Incentivos en las Zonas No Interconectadas.

5.2.1.2 Creación del Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE).

Adicional a la financiación por parte de la nación esta puede provenir de organismos multilaterales e internacionales y la financiación total o parcial de proyectos está dirigida a los estratos 1, 2 y 3 de la población.

5.2.1.3 Incentivos.

Estos buscan entre otros aspectos una recuperación rápida por parte de los inversionistas de los capitales invertidos. Se establecieron la Reducción de impuesto de Renta, Exclusión del pago de impuesto de IVA. Exención del pago de los derechos arancelarios de importación y Depreciación acelerada de activos.

5.2.1.4 Zonas No interconectadas.

Mediante esta ley se prorroga hasta el año 2021 la vigencia del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (FAZNI) para financiar planes, programas y proyectos en estas zonas. Los recursos se obtienen de los agentes generadores que participan en la Bolsa de Energía Mayorista y se hace recaudando un peso por cada kilovatio hora despachado.

5.2.2 Otros incentivos en materia de Regulación

En la Tabla 5 se presentan incentivos adicionales que se han creado en la normatividad y regulación colombiana con el propósito de fomentar la implantación de FNCER.

Tabla 5. Incentivos adicionales desde la Regulación Colombiana

Incentivo	Descripción
Resolución CREG 024 de 2015	Esta Resolución regula la actividad de autogeneración a gran escala en el sistema interconectado nacional (SIN) y dispone el tratamiento de los consumos como respaldo de la red, así como de los excedentes y la forma en que son liquidados.
Resolución UPME 281 de 2015	Mediante esta Resolución se definió el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala en 1 MW.
Resolución CREG 030 de 2018	Mediante esta Regulación se crea la regulación técnica y económica de las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional. Dentro de las definiciones dadas se encuentran las condiciones para la integración, aspectos como capacidad disponible del sistema de distribución para poder recibir esta generación, impone unos límites máximos de integración de acuerdo a esta capacidad del sistema, además las obligaciones a cargo de los distribuidores en cuanto a divulgar información de su sistema, estructura tarifaria para la facturación y venta de excedentes, y la creación de procedimientos para agilizar los trámites de conexión y estandarizarlos.
Resolución CREG 038 de 2018	Por medio de esta Resolución se regula la actividad de autogeneración en las zonas no interconectadas. Se definen aspectos operativos y comerciales para la integración de la autogeneración a pequeña y gran escala y generación distribuida. Se especifican los límites a ser integrados de acuerdo a la capacidad del sistema de distribución, igualmente se definen los procedimientos y el tratamiento de la generación según se tengan exportaciones o no y se especifican obligaciones a cargo de los operadores de los sistemas de distribución.
Resoluciones Ministerio de Minas y Energía.	El Ministerio de Minas y Energía, ha expedido diferentes Resoluciones con el propósito de realizar las subastas de energía proveniente de fuentes no convencionales. Entre estas se encuentran la Resolución 40791 de 2018, Resolución 40795 de 2018 (derogada posteriormente por la Resolución 41314 de 2018) y la Resolución 41307 de 2018 (la cual modifica la Resolución 40791 de 2018).
Resolución CREG 020 de 2019	Se definieron los indicadores de competencia por los cuales se busca limitar la manipulación de precios por parte de los participantes y que los precios sean ineficientes como resultado de la subasta. Los indicadores fueron el Indicador de participación, Indicador de concentración de la oferta (índice Herfindahl-Hirschman –HHI), Indicador de dominancia (Stenbacka) y el Indicador de consistencia.

Fuente: Elaboración propia

Como resultado de esta subasta se logró la convocatoria esperada de oferta y demanda, ocho empresas con nueve ofertas para la venta y ocho empresas con catorce ofertas para la compra. Sin embargo, no se realizaron adjudicaciones, al no cumplirse dos de los tres indicadores definidos por la CREG, logrando únicamente el indicador de participación y no los de concentración y dominancia (UPME, 2019b).

5.3 Evolución matriz energética colombiana

Los resultados de los incentivos, pueden verse reflejados en las modificaciones a la matriz energética nacional. En Colombia el sector de generación de energía se compone principalmente por recursos hidráulicos con una participación del 69,7% y seguidamente por recursos térmicos con una participación del 29,6%, especialmente gas natural, por lo cual estas fuentes se clasifican en Colombia como fuentes convencionales. Sin embargo, existen otras tecnologías en la matriz de energía eléctrica con bajas participaciones, como son la cogeneración, eólica y solar.

Tras la implementación de las medidas en el mercado colombiano, se han desarrollado un gran número de proyectos que han sido registrados en la UPME en el proceso de certificación para obtener los beneficios de la Ley 1715 de 2014. La Tabla 6 presenta algunos de los resultado de planteado por la UPME. Se recibieron entre los años 2016 y 2017 un total de 518 proyectos de diferentes tipos de fuentes, de los cuales solo 372 cuentan con certificación de aval de acuerdo a los requerimientos de Ley, lo que corresponde al 71% del total de los proyectos recibidos. Se destaca que cerca del 90% de los proyectos para ambos casos es para solar fotovoltaico.

Tabla 6. Proyectos FNCE recibidos total y con certificación aval (FNCE Ley 1715 de 2014)

Tipo FNCE	Recibidas				Con Certificación Aval			
	2016	2017	2018	Total	2016	2017	2018	Total
Biomasa	3	6	11	20	1	6	3	10
Eólica	1		12	13	1		4	5
Geotérmica		1		1		1		1
PCH	2	13	8	23	2	11	4	17
Solar	78	182	201	461	37	158	144	339
Total	84	202	232	518	41	176	155	372

Fuente: Elaboración propia, datos UPME (UPME, 2018)

Al analizar los proyectos desde la capacidad instalada, la mayor participación la tienen proyectos en Guajira (46%), seguido por Cesar (24%) y Boyacá (9%); el 20% restante se concentra en los demás departamentos del país.

Según el informe de la UPME con cierre a 2018, en cuanto a la capacidad por tecnologías, el mayor número de proyectos se ubican en el rango de proyectos solares menores a 0,1 MWp, con un total de 231 proyectos equivalentes al 62,10% del total de proyectos y en el rango de entre 0,1 MWp y 1 MWp 83 proyectos equivalentes al 22,31% del total, es decir que la autogeneración a pequeña escala tiene en 314 proyectos el 84,41% del total de proyectos, aun así, apenas se asocian a 34,73 MW de un total de 1.997 MW y corresponden al 1,74% del total. Cerca del 46% de la capacidad total de proyectos con certificación de aval de la UPME corresponden a proyectos de origen eólico mayores a 50 MW, seguidos por proyectos solares mayores a 10 MWp con una participación del 44,92%. Toda esta potencia se concentra en 30 proyectos. De integrarse estos proyectos a la capacidad instalada del país esta llegaría a 19.305 MW instalados, logrando una diversificación del 10% con recursos eólicos y solares fotovoltaicos. Claro está sin incluir en las proyecciones los demás mecanismos como es el caso del cargo por confiabilidad.

Tabla 7. Generación por tipo de fuente en Colombia

Tipo/Combustible	Capacidad/Efectiva (MW)	Participación por fuente (%)	Proyectos FENC (MW)	Nueva Capacidad Total (MW)	Participación por Nuevas Fuentes (%)
Hidráulica	11.834,57	68%	52,23	11.886,80	62%
Térmica carbón	1.656,45	10%	-	1.656,45	9%
Térmica líquidos	1.346,00	8%	-	1.346,00	7%
Gas	2.304,29	13%	-	2.304,29	12%
Cogenerador	149,00	1%	63,67	212,67	1%
Eólica	18,42	0%	925,00	943,42	5%
Solar	17,86	0%	938,29	956,15	5%
Total	17.326,59	100%	1.979,18	19.305,77	100%

Fuente: Elaboración Propia, datos XM y UPME (XM, 2019b & UPME, 2018)

6. Caso de estudio: Biomasa. Análisis de potencial y disponibilidad en Colombia

Las ERNC ya tienen un avance de penetración para los recursos solares y eólica al encontrarse en desarrollo proyectos por 925 MW en recursos eólicos y 938,5 MW en recursos solares fotovoltaicos. Teniendo en cuenta este comportamiento en el mercado, la revisión se

centra en la potencialidad de incorporar biomasas, diferentes a la generación con Bagazo la cual también es una realidad tanto para autoconsumos como la que es inyectada a la red interconectada.

Existen una gran variedad de biomasas tanto de origen animal como vegetal, como son los residuos de caña de azúcar, café, plátano, maíz, plantaciones forestales, avicultura, porcicultura, ganadería y residuos sólidos orgánicos urbanos, sin embargo, este documento se centrará en tres tipos de biomasas como son la caña de azúcar, plantaciones forestales y avicultura. Lo anterior teniendo en cuenta que resultados como los análisis del estudio regional para el Valle geográfico del Rio Cauca adelantado por la Universidad Nacional Sede Palmira, donde luego de la evaluación realizada a las diferentes biomasas se determinó que las tres biomasas seleccionadas son las que mayor potencial tienen de desarrollarse para uso energético según los criterios cualitativos y cuantitativos aplicados. Los criterios aplicados fueron; **de disponibilidad**, donde se mide las toneladas residuales por año, **de interés**, donde se evalúa la voluntad de participar por parte de los gremios, la disponibilidad de inversión y proyectos y estudios precedentes, **de tecnologías de uso**, donde se evalúan las ya identificadas y la madurez de estas, y **de localización**, donde se mide a nivel de agregación de municipios donde la concentración es al menos el 80% de producción (GEAL, 2016a, p. 13).

Estos criterios resultan consistentes de acuerdo a los resultados obtenidos por la UPME en la segunda fase de sus análisis sobre biomasas posteriores al Atlas, por cuanto los resultados de estas tres biomasas seleccionadas para hacer la revisión propuesta resultaron ser la de mayor aporte a nivel energético (UPME, 2015b, p. 136).

6.1 Biomasa de Residuos Agrícolas de Cultivos de Caña de Azúcar.

De la caña de azúcar ya se hace uso del bagazo como fuente energética en el proceso de cogeneración de los ingenios azucareros, la capacidad instalada y la energía generada tanto para consumo propio como los excedentes inyectados a la red se observan en la Tabla 8. Comparados los excedentes de energía del año 2018 que llegaron a 726.153 MWh con la demanda del año 2018 reportada por XM de 69.129 GWh, esta correspondió al 1,05% de la demanda nacional.

Tabla 8. Cogeneración y excedentes 2010-2018

Año	Capacidad instalada cogeneración (MW)	Capacidad instalada excedentes (MW)	Energía eléctrica cogenerada (MWh)	Venta de Excedentes al SIN (MWh)
2010	173,70	45,80	nd	nd
2011	180,00	52,90	nd	nd
2012	182,00	52,90	nd	nd
2013	186,50	50,50	1.091.090	349.244
2014	214,50	68,10	1.296.921	441.219
2015	236,50	78,10	1.380.948	513.843
2016	253,00	93,60	1.417.560	591.717
2017	306,20	119,60	1.555.960	622.218
2018	316,20	127,60	1.702.236	726.153

Fuente: ASOCAÑA, 2019, (ASOCAÑA, 2019, p. 85)

En el proceso productivo de la caña de azúcar se genera la biomasa residual denominada Residuos Agrícolas de Cosecha o RAC. Estos residuos son partes de la caña de azúcar tales como las hojas, cogollos y otras partes que en el proceso de cosecha quedan dispuestos en el campo y no son llevados a los ingenios para los procesos productivos. Estos residuos de acuerdo a los volúmenes identificados son considerados abundantes y disponibles por lo cual fueron evaluados en el estudio por la Universidad Nacional para la determinación de su potencial energético (GEAL, 2016a, p. 21).

La UPME en el Atlas del Potencial Energético de la Biomasa Residual en Colombia determina la cantidad total de biomasa residual producida en el país y su potencial energético para residuos vegetales, animales y sólidos orgánicos urbanos de las plazas de mercado y zonas verdes. La información fuente para determinar la cantidad de biomasa proviene de consultas a empresas, gremios, expertos y entidades relacionadas con cada tipo de biomasa, así como empresas de servicios públicos de los 12 municipios seleccionados para la biomasa de residuos sólidos orgánicos y se destaca que la labor de recolección fue dispendiosa al presentarse la situación que en algunos casos las empresas no contaban con disponibilidad de información o no contar con registros actualizados. La determinación de los potenciales energéticos se llevó a cabo mediante pruebas de laboratorio realizadas a las muestras obtenidas en proceso de recolección y modelos matemáticos aplicados a la información obtenida (UPME, 2010, p. 32).

Según los análisis realizados por la UPME la disponibilidad total de RAC en Colombia es de 15.534.591 toneladas de residuos, de los cuales el 98% se concentran en los departamentos del Valle del Cauca (12.667.620 Toneladas - 82%), Cauca (2.317.443 Toneladas - 15%) y Risaralda (227.841 Toneladas - 1%), que son los departamentos objeto del estudio de la Universidad Nacional.

Tabla 9. Potencial energético departamental para biomasa residual de caña de azúcar

Departamento	Área sembrada [ha]	Producción	Cantidad de residuo	Potencial energético
		[t producto/año]	[t/año]	[TJ/año]
Caldas	2.625	32.812	194.903	1.487,74
Cauca	34.486	390.142	2.317.443	17.689,55
Cesar	1.734	10.924	64.889	495,31
Norte de Santander	969	10.420	61.895	472,46
Risaralda	2.719	38.357	227.841	1.739,16
Valle del Cauca	168.033	2.132.596	12.667.620	96.694,67
TOTAL	210.566	2.615.251	15.534.591	118.578,88

Fuente: UPME (UPME, 2010, p. 158)

Si bien en el documento se menciona que se debe dejar un porcentaje del RAC en el cultivo con el fin de evitar la erosión y mantener nutrientes los nutrientes y que aspectos como la posibilidad de recolección asociada a la dispersión geográfica es importante para la valoración del uso y que este factor no fue tenido en cuenta en el estudio de la UPME, se concluye que el valor final informado no cuenta con filtros por lo tanto el potencial energético corresponde a la totalidad del RAC, es decir aproximadamente 15 millones de toneladas.

Este dato de disponibilidad resulta relevante por cuanto en el estudio adelantado por la Universidad Nacional se cita la disponibilidad de RAC en el Valle del Cauca dado por la UPME y no lo descalifica, sin embargo, indica que “es necesario tener en cuenta factores como la variedad de caña, las zonas de pie de monte, la forma de cosecha y la proporción de biomasa que debe permanecer en el campo, para **hacer una estimación más precisa** de estos potenciales” (GEAL, 2016a, p. 25).

En este sentido los análisis de la Universidad Nacional restringen el uso técnicamente aprovechable a dejar por lo menos el 50% del RAC en el campo para evitar la recuperación del suelo objeto del cultivo y extraer el RAC de áreas cosechadas mecánicamente, teniendo en cuenta que bajo este sistema se garantizan características de tamaño y forma del material. Para los años 2014 y 2015 fueron del 39% y 44,7%. (GEAL, 2016b, pp. 16-17). Los resultados se presentan en la Tabla 10.

Tabla 10. Producción de RAC aprovechable por variedad en los años 2014 y 2015

Variedad	2014		2015	
	RAC (t)	%	RAC (t)	%
CC 8592	480.435,38	57,84%	460.668,91	48,37%
CC 934418	127.252,36	15,32%	156.692,68	16,45%
CC 011940	53.448,32	6,44%	138.626,73	14,55%
Otras	169.445,71	20,40%	196.461,85	20,63%
Total	830.581,78	100,00%	952.450,16	100,00%

Fuente: (GEAL, 2016b).

Teniendo en cuenta que en estos tres departamentos se encuentra el 98% del RAC proveniente del cultivo de la Caña de Azúcar y que es un valor significativo, este será el valor que se convierta a energía para su cuantificación en una posible adopción.

Usando el valor promedio de 17,86 MJ/kg de poder calorífico de las diferentes variedades de caña descritas por la Universidad Nacional Sede Palmira (GEAL, 2016b, p. 31) y haciendo una conversión línea de las 952.450,16 toneladas de RAC, se obtendrían 4.725 GWh-año, que corresponderían al 6,84% de la demanda de energía de todo el Sistema Interconectado Nacional (SIN) del año 2018 que llegó a 69.129 GWh-año. Aplicando el valor de la UPME del documento que continuó los estudios iniciales del Atlas de Biomas (UPME, 2015b, p. 67) de 15,4 MJ/kg se llegaría a un valor de energía de 4.074 GWh-año.

6.2 Biomasa de Residuos Forestales

La UPME en el Atlas del Potencial Energético de la Biomasa Residual en Colombia no cuantifica el potencial de este residuo, sin embargo, menciona que este tipo de residuos es una

importante fuente de biomasa. Si bien la UPME en este atlas no se desarrolló la cuantificación del potencial, si lo hace en un estudio posterior del año 2015 titulado “*Formulación de instrumentos técnicos que estimulen el aprovechamiento de la biomasa en la generación de energía a partir de fuentes no convencionales de energía – FNCE 160329*”. En el atlas de forma resumida solo se menciona que por cada árbol el 40% de la biomasa correspondiente a hojas y ramas, se queda en el campo, 40% es procesado en astillas y aserrín y el 20% restante es aprovechado comercialmente. (UPME, 2010, p. 121).

El estudio de la Universidad Nacional Sede Palmira hace una definición del potencial energético de los residuos de las plantaciones forestales en el valle geográfico del río Cauca, sin embargo, a diferencia del cultivo de caña de azúcar, las plantaciones forestales en esta región no tienen la mayor participación a nivel país, por lo cual los resultados de la cuantificación no corresponden a esta fuente y se toman de la UPME.

Colombia contaba a 2015 con 487.702 hectáreas de cultivos forestales, lo que representa el 0,4% del área total de Colombia y según la Unidad de Planificación Rural Agropecuaria, se cuenta con un potencial para el desarrollo de cultivos de 24 millones de hectáreas con diferentes grados de aptitud, concentrando entre alta y media el 54% y baja el 46% (UPME 2015b, pp. 33-34)

Los residuos forestales provienen de trabajos de silvicultura como son la limpieza o podas de los cultivos forestales que se hacen con el fin de despejar, organizar y mejorar el rendimiento de la plantación, y de la industria forestal. Dentro de los residuos se encuentran, ramas, residuos de cortezas, aserrín, virutas, hojas y raíces. (UPME, 2015b, p. 31)

Igual que en el cultivo de caña en los cultivos forestales es necesario dejar una parte de los residuos en el campo con fines de mantener las condiciones del suelo. En este sentido del cultivo el 28% se convierte en madera aserrada, el 34% son residuos que quedan dispuestos en el aserrío y el 38% son dejados en el bosque. Los residuos dejados en el bosque son abandonados, quemados o recogidos como leña por los habitantes aledaños a los sectores. Por otra parte los residuos forestales industriales se generan en los procesos de transformación en las fábricas de madera y tableros entre otros. (UPME, 2015b, p. 36-38).

En el año 2012 los residuos estimados estuvieron cercanos a las 8.700.000 toneladas correspondientes a una producción forestal de aproximadamente 3.250.000 toneladas. En la Grafico 10 se presenta la evolución de los años 2005 al año 2012.

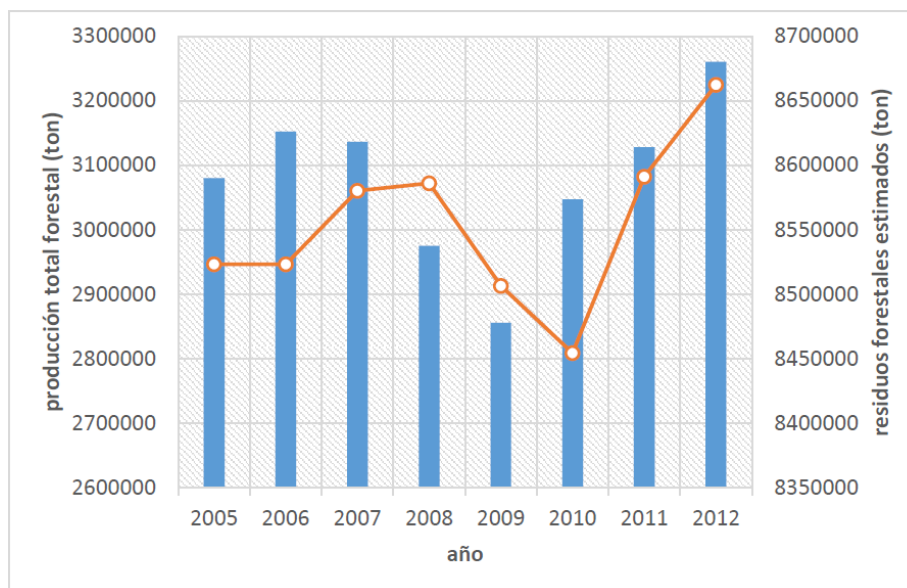


Grafico 10. Residuos forestales estimados del periodo 2005-2013

Fuente: (UPME, 2015b, p.36), Formulación De Instrumentos Técnicos Que Estimulen El Aprovechamiento De La Biomasa En La Generación De Energía A Partir De Fuentes No Convencionales De Energía – FNCER

La principal fuente de generación de Biomasa Residual Forestal o BFR, son las empresas reforestadoras (45 empresas con 269.255 hectáreas cultivadas) y las empresas que transforman la biomasa (9 empresas con 88.375 hectáreas cultivadas), tanto a nivel de Residuos de Trabajos de Silvicultura o RTS como de los Residuos de la Industria Forestal o RIF. Esta condición se presenta por las dificultades de recolección y transporte hasta los centros donde puede ser aprovechada desde las zonas donde se encuentran la mayor cantidad de bosques (47%); como son los bosques naturales en las comunidades afrocolombianas, reservas indígenas, reservas campesinas y parques nacionales naturales, (UPME, 2015b, p. 43-44).

Las estimaciones de potencial teórico de BRF disponible fueron realizadas hasta el año 2027. Tienen en cuenta los ciclos de corte o turno de los cultivos que van entre 8 y 10 años según la especie cultivada y permiten proyectar la periodicidad y disponibilidad de los residuos.

Además, como ya se mencionó en párrafos anteriores las estimaciones tienen en cuenta la necesidad de dejar un porcentaje del residuo en el bosque para mantener las condiciones del suelo y series estadísticas de las áreas plantadas por área de cada especie en cada región. Según los análisis las principales regiones donde existen plantaciones comerciales son la costa atlántica, región andina y la Orinoquia. (UPME, 2015b, p. 48).

El Poder Calorífico para las principales especies plantadas en Colombia tiene un valor promedio de 18,98 MJ/kg calculado con base en los datos usados por la UPME para la determinación del potencial teórico y técnico. La diferencia entre estos dos potenciales obedece a la exclusión para el segundo potencial de una especie forestal con un alto precio de mercado y usos alternativos para sus residuos.

Con los volúmenes de residuos priorizados, según los filtros mencionados. Se presentan en la Tabla 11 los resultados para el potencial teórico por región y desagregado por departamento que de forma agregada llegan a 24.821 TJ agregados del año 2015 al 2026, con lo cual se tendría un promedio simple anual de 2.068 TJ-año, lo que equivale a 575 GWh-año, que comparado con la demanda de energía en año 2018 que llegó a 69.129 GWh- corresponderían al 0,83% de la demanda de energía de todo el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Tabla 11. Potencial teórico (TJ) para la BRF

Año	Costa Atlántica	Región Andina	Orinoquia	Total Nacional (TJ)
2015	2.363	987	24	3.374
2016	897	1.364	46	2.307
2017	70	5.797	14	5.881
2018	35	1.217	18	1.270
2019	379	1.670	56	2.105
2020	19	1.368	80	1.467
2021	35	1.872	239	2.146
2022	1.119	1.415	200	2.734
2023	100	1.715	221	2.036
2024	76	547	1	624
2025	53	230	52	335
2026	136	329	78	543
Total	5.281	18.511	1.029	24.821

Fuente: Elaboración propia, datos UPME (UPME, 2015b, p. 48)

Es de resaltar que los valores disponibles no son uniformes en el periodo presentándose reducciones significativas en los años finales de la proyección. Por lo tanto, de considerar fortalecer este recurso, debería incentivarse el cultivo del potencial que se mencionó al principio de este apartado de biomásas forestales.

De acuerdo a la evaluación adelantada por La UPME en su estudio para la definición del potencial técnico para en el aprovechamiento energético, no se tiene en cuenta la especie correspondiente a *Tectona Grandis*, por cuanto es considerada una madera fina con alto precio de venta en el mercado y en con esta exclusión, el residuo generado aprovechable se baja a un 15%.

6.3 Biomasa de Residuos Avícolas

De forma general la biomasa residual de origen avícola corresponde a las excretas o residuos que comprenden la pollinaza y gallinaza, definidas como heces solidas o pastosas de aves de corral que pueden ser puras si proceden de gallinas de jaula o mezcladas si proceden de gallinas de piso, en cuyo caso la mezcla se hace con aserrín o cascarilla de arroz entre otros materiales. (UPME, 2015b, pp. 93-95).

Las cifras del censo aviar en Colombia del año 2018, indican que la población censada es de 173.488.436 aves, donde el 55% se concentra en tres departamentos como son Santander con el 26,10%, Cundinamarca con el 18,51% y Valle del Cauca con el 11,30% (ICA, 2018). Si bien las cantidades y distribución porcentual no son iguales a las contenidas en el Atlas de Biomásas de la UPME y el segundo estudio adelantado también por la UPME, debido al año de cada una de las fuentes, si son estos tres departamentos los que presentan la mayor concentración en la producción de aves en Colombia para todos los casos.

Al igual que en otras biomásas para la definición del potencial para ser usado como energético, se hace un filtrado donde se excluye el material con eyecciones de orina, es decir se tiene en cuenta el material que se puede almacenar como sólido. Se tiene en cuenta únicamente la producción de estiércol de aves confinadas total o parcialmente por la facilidad en la recolección

y reducción en riesgos de contaminación, este tipo de biomasa se denomina Biomasa Residual Pecuniaria Técnica (BPRt).

Para las heces mezcladas, solo se tienen en cuenta las producidas directamente por los animales y únicamente se considera la biomasa aprovechable como biogás, por el alto grado de humedad, descartando las tecnologías que requieran secado, quema directa y otras tecnologías. (UPME, 2015b, p. 84)

En la Tabla 12 se presenta la cantidad total de 6.422.210 toneladas de biomasa residual total y técnica, resultante del producto de las excretas diarias por la cantidad de aves y por 365 días del año.

Tabla 12. Cantidad en toneladas de biomasa residual total y técnica

Tipo ave	Equivalente	kg Excr/día	%	Aves Totales	Aves en galpón	ton/año Total	ton/año Técnica
Levante	Pequeño	0,05	1,7%	2.640.314	2.540.476	48.186	46.364
Engorde	Mediano	0,10	62,2%	97.110.033	93.438.025	3.544.516	3.410.488
Postura	Grande	0,15	31,3%	48.770.112	46.925.975	2.670.164	2.569.197
Reproductoras	Grande	0,15	4,8%	7.518.465	7.234.170	411.636	396.071
TOTAL			100,0%	56.038.924	50.138.647	6.674.502	6.422.120

Fuente: (UPME, 2015b, p. 86).

De acuerdo a la producción de residuos en proceso tecnificados y una vez aplicado los filtros correspondientes y consideradas la tecnología de biodigestores, se estima un potencial total de 36.369 TJ año, donde el 61% se concentra en los departamentos de Santander, Cundinamarca y Valle del Cauca. En la Tabla 13 se presentan potenciales energéticos agregados para las producción avícola del año 2015.

Tabla 13. Potencial teórico y técnico de biomasa residual avícola - BRAV-2013

Tipo ave	Biogás m ³ /día	Aves total	Aves en galpón	m ³ /día total	m ³ /día técnico	TJ/año total	TJ/año técnico
Levante	0,003	2.640.314	2.540.476	7.921	7.621	63	60
Engorde	0,006	97.110.033	93.438.025	582.660	560.628	4.601	4.427
Postura	0,009	48.770.112	46.925.975	438.931	422.334	3.466	3.335
Reproductoras	0,009	7.518.465	7.234.170	67.666	65.108	534	514
TOTAL		156.038.924	150.138.647	1.097.178	1.055.691	8.664	8.337

Fuente: (UPME, 2015b, p. 88)

Este potencial energético definido por la UPME en sus estudios es de 8.337 TJ que es equivalente a 2.316 GWh-año, que comparado con la demanda de energía en año 2018 que llegó a 69.129 GWh-año corresponderían al 3,35% de la demanda de energía de todo el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Una vez revisadas las biomásas priorizadas se obtiene un agregado de energía eléctrica de las tres biomásas descritas de 7.616 GWh-año, que corresponde al 11,04% de la demanda nacional de 2018.

Tabla 14. Potencial total biomasa GWh-año, % participación

Tipo de Biomasa	Energía [GWh-año]	Demanda Nacional SIN [GWh-año]	Participación biomasa en demanda [%]
Residuos Agrícolas de Cultivos - RAC de caña de azúcar	4.725	69.129	6,84%
Biomasa de Residuos Forestales - BRF	575		0,83%
Biomasa de Residuos Avícola - BRF	2.316		3,45%
Total	7.616		11,02%

Fuente: Elaboración propia, datos UPME (UPME, 2019a)

Conclusiones

En los mercados fue necesario incorporar en sus políticas estatales en materia energética la creación de incentivos de diversos tipos que al final estarían soportados por la demanda para lograr incentivar la adopción de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable.

Inicialmente los mercados adoptaron subsidios que finalmente fueron suspendidos y pasaron a mecanismos competitivos como fueron las subastas, sin embargo, fueron necesarias cuotas específicas en la compra por parte de la demanda en periodos específicos de tiempo para lograr generar un mercado que logara la creación de oferta en competencia. Sobre este punto llama la atención que en el mercado colombiano no se han fijado metas de largo plazo de adopción con porcentajes claros de adquisición por parte de los comercializadores para el mercado regulado.

Los estudios adelantados por agencias como IRENA y la revisión de datos de capacidad instalada y energía generada en las regiones analizadas en el presente estudio, son consistentes en que desde aproximadamente el año 2007, las fuentes no convencionales renovables en general han experimentado una caída en sus precios, llegando a estar en el umbral de precios de las fuentes convencionales de origen fósil, haciendo a las FNCER cada vez más competitivas y mostrando la efectividad de los incentivos desarrollados por los entes gubernamentales.

Esta caída de precios, ha sido más notoria en la energía solar fotovoltaica, la cual, en un periodo de 10 años, tuvo un declive superior al 70% en los precios. Así mismo, la energía solar concentrada, y la energía eólica en tierra y marítima, obtuvieron precios decrecientes. La energía geotérmica y de fuentes hídricas, a pesar de ser renovables, presentaron incrementos en sus precios, lo cual puede explicarse por los altos costos de investigación y desarrollo de este tipo de proyectos, que dependen mayoritariamente de la implementación de centrales de generación en zonas volcánicas (como la energía geotérmica) o de construcción de grandes centrales hidroeléctricas (para fuentes hídricas). Así mismo, entre el 2007 y 2017 se experimentaron periodos de sequía, lo cual llevo en diversos países al incremento de los precios de la energía producida de esta fuente.

Los precios de la biomasa en la misma década se mantuvieron estables. Esta es la fuente más compleja de sintetizar y analizar, ya que los precios pueden variar según las materias primas usadas (diversas biomásas), disponibilidad de estos insumos, costos de transporte y variedad en tecnologías de conversión.

La disminución en precios de energía solar y eólica está relacionada con las economías a escala, y se han convertido en un bien sustituto de las fuentes de generación convencionales, además plantean desafíos y transformación en materia de los consumidores, quienes pueden modificar sus canastas familiares incluyendo bienes relacionados con la autogeneración.

Las subastas han demostrado en los diferentes mercados ser un mecanismo eficiente en la asignación de precios competitivos logrando para los casos de estudios reducciones significativas en un periodo de los incentivos que para el caso de California los precios de los contratos de

renovables en el programa de RPS logro en promedio una reducción de 71%, y para el caso de Brasil una reducción del 73% en tecnología eólica y 72% en tecnología solar fotovoltaica.

Para el caso colombiano si bien los proyectos informados por la UPME en sus boletines se encuentran en su mayoría en etapa de desarrollo es claro que los incentivos fiscales de la Ley 1715 de 2014 lograron el desarrollo de un mercado de renovables con una potencia instalada esperada de 1.997 MW, lo cual es significativo, si se tiene en cuenta que la subasta de renovables aún no logra cumplir con su objetivo de incorporar oferta adicional.

Los incentivos han logrado una modificación en los precios de energías renovables no convencionales, generando niveles competitivos entre las diferentes tecnologías de fuentes renovables y de fuentes convencionales, situación que ha llevado a la modificación de las matrices energéticas en cada uno de los casos de estudio.

Aunque en la mayoría aún hay una alta predominancia de las fuentes convencionales, es decir la hidroeléctrica a gran escala, carbón, gas natural, entre otros, si se ha visto la incorporación de estas fuentes en la matriz, y en algunos casos un desplazamiento en las cantidades demandadas de fuentes tradicionales. Es muy significativo para los casos de estudio donde se demuestra que la transición es posible y se puede dar a través de mecanismos competitivos como son las subastas. Concretamente para el mercado de California a 2017 se llega a un valor agregado de renovables de 20,76% de capacidad instalada con predominancia de la tecnología solar, seguido por la eólica y finalizando con biomasa que realmente se mantuvo estática en el periodo evaluado. Para el caso de Brasil la participación de las renovables es significativa la participación de la tecnología eólica con una capacidad a 2017 de 12.283 MW de potencia instalada que corresponde al 7%, valor que parece bajo sin embargo comparado con la gran capacidad hidráulica y térmica es muy significativo. En el caso colombiano si bien aún los valores son bajos, los proyectos inscritos en la UPME representarían un valor del 10% sobre la matriz actual, lo que es representativo para un mercado que lleva con una línea clara de incentivos apenas cinco años de implementación y que las subastas aún inician su implementación.

Si bien los proyectos registrados en la UPME representarían cerca del 10% de la actual capacidad instalada en potencia, esta capacidad es probable sea muy inferior a su participación en el porcentaje de la matriz de generación efectiva de energía debido a sus bajos niveles de factor de capacidad, que como se muestra en la tabla 1 del documento es del 17,6% para la tecnología solar fotovoltaica y del 29% para la eólica, que están muy por debajo de las convencionales. Es decir, que podría ser necesario una sobre-instalación de capacidad instalada en estas tecnologías para lograr porcentajes importantes de participación en generación efectiva y que podría de igual forma llevar a una des optimización del sistema.

Para el caso colombiano los precios resultantes de la energía de las tecnologías renovables se encuentran impactados por los incentivos creados para su promoción. En este sentido estas tecnologías en este momento sin subsidios no serían competitivas comparadas con tecnologías convencionales ya posicionadas en el mercado, por lo cual el cierre de esta brecha entre otros aspectos podrá depender de los avances tecnológicos propios de las tecnologías, las mejoras en los procesos productivos de estas, del desarrollo de empresas y mano de obra especializados y un mercado en competencia.

Los resultados de los estudios de la disponibilidad de biomásas aún requieren ser profundizados en cuanto a los volúmenes técnicos que pueden estar disponibles para el uso energético, toda vez que se puede llegar a sobreestimar el real potencial de este recurso. Se destaca para la biomasa proveniente de los residuos del cultivo de la caña de azúcar el estudio realizado por el Grupo de Investigación en Eficiencia Energética y Energías Alternativas – GEAL de la Universidad Nacional de Colombia Sede Palmira en conjunto con la Cámara de Comercio de Cali y la participación de CENICAÑA, el cual logra identificar y hacer un proceso de filtrado que recoge los criterios de un gremio que en la actualidad ya hace uso de residuos provenientes de este cultivo y por lo tanto existe un criterio experto de un grupo de interés que tiene toda la capacidad de hacer realidad la incorporación de los RAC de caña que ellos mismos producen.

De las tres biomásas identificadas para uso energético precisamente la que corresponde a los residuos del cultivo de caña de azúcar, son probablemente, los que más potencialidad tengan de ser incorporados en el mediano plazo teniendo en cuenta el criterio de “interés” puesto que los

residuos tienen un volumen importante, se encuentran dispuestos en una zona concentrada geográficamente, es un gremio con recursos económicos, rutas de recolección para el producto agrícola por lo que existen son conocidas las rutas en caso de una adopción, conocimiento en generación de energía, y en principio la infraestructura podría ser expandida rápidamente. En segundo lugar, están los residuos avícolas que también pertenecen a un gremio económicamente capaz de desarrollar este tipo de proyectos, la biomasa se encuentra están dispuestos en una zona concentrada y ya existen desarrollos en Colombia que permitirían escalar su desarrollo, claro está, siempre y cuando los precios y las tecnologías logren competitividad. Sobre la biomasa de residuos forestales, como ya se mencionó, su dispersión y heterogeneidad dificulta su adopción, además los volúmenes disponibles, en este momento y la estacionalidad hace que tenga una gran incertidumbre que podría limitar el interés de los gremios.

Los índices de equivalencias de energía generada por fuentes limpias una vez implementadas dichas tecnologías, respecto a unidades de gases de efecto invernadero, reflejan una disminución en la huella de carbono asociada a la implementación de estas fuentes alternas. Por esta razón, estas medidas han sido adoptadas en los protocolos internacionales en la lucha contra el cambio climático. Sin embargo, deben realizarse estudios más detallados de ciclo de vida que permitan concluir exactamente cuál es el verdadero impacto de cada tipo de fuente no convencional sobre la emisión de gases de efecto invernadero, donde se incluyan etapas de extracción de materias primas para la fabricación de los equipos tecnológicos (por ejemplo, el silicio para los paneles), su elaboración, entre otros. En caso de lograr la adopción de biomásas como FNCER se podría llegar a desplazar 7.616 GWh-año de generación a base de carbón o hidrocarburos, que convertidos a su equivalente de emisiones de $\text{CO}_{2\text{eq}}$, llegaría a 2.817.920.000 kg de $\text{CO}_{2\text{eq}}$, valor que corresponde al 0,89% del total de emisiones estimadas en la línea base para el año 2030 que según las proyecciones del Ministerio de Ambiente llegarían a 315 Millones de Toneladas de $\text{CO}_{2\text{eq}}$ en dicho año. Si bien este valor aún está lejos de las 63 Millones de toneladas que es la meta de reducción del 20% sobre la línea base, no deja de ser un esfuerzo importante. Sin embargo, existen otras iniciativas asociadas a la transformación energética como es la transición del sector transporte hacia la movilidad eléctrica el cual lograría un mayor aporte debido a la dependencia actual de los hidrocarburos en este segmento.

Se deben realizar estudios más detallados de análisis de ciclo de vida de las tecnologías de generación con FNCER, para identificar si realmente la energía generada, compensa las emisiones y energía utilizada durante sus fabricaciones, y de esta manera concluir sobre su real impacto en el mejoramiento del medio ambiente.

Se recomienda realizar investigaciones estableciendo como caso de estudio una tecnología en particular o una fuente en específico, para de esta manera establecer datos más puntuales sobre cada mecanismo de generación.

Bibliografía

Acquatella, J., & Bárcena, A. (2005). *Política fiscal y medio ambiente: bases para una agenda común* (Vol. 85). United Nations Publications.

Agencia Nacional de Energía Eléctrica, ANEEL (2019), *CEL_Resultados_Leilões_Geração_2005a2018_11.10.2018*, http://www.aneel.gov.br/home?p_p_id=3&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_3_advancedSearch=false&_3_groupId=0&_3_keywords=tarifa+social&_3_assetCategoryId=14469618&_3_delta=20&_3_resetCur=false&_3_struts_action=%2Fsearch%2Fsearch&_3_andOperator=true

Asociación de Cultivadores de Caña de Azúcar de Colombia, ASOCAÑA. (2019). Aspectos Generales del Sector Agroindustrial de la Caña 2018-2019 Informe Anual. Recuperado de <https://www.asocana.org/modules/documentos/15331.aspx>

Botero, S., Giraldo, L. A., & Isaza, F. (2008). Metodologías prácticas para el cálculo de la capacidad en mercados eléctricos de la energía eólica. *Energética*, (39).

Bueno López, M., Rodríguez Sarmiento, L. C., Sánchez, R., & Jissette, P. (2016). Análisis de costos de la generación de energía eléctrica mediante fuentes renovables en el sistema eléctrico colombiano. *Ingeniería y Desarrollo*, 34(2), 397-419.

California ISO, CAISO. (2019). *Our Business*. Recuperado de <http://www.aiso.com/about/Pages/OurBusiness/Default.aspx>

California ISO, CAISO. (2019). *Procesos y productos del mercado*. <http://www.aiso.com/enespanol/Pages/Procesos-y-productos-del-mercado.aspx>

- California Public Utilities Commission, CPUC. (2019a). California Renewables Portfolio Standard (RPS). <http://cpuc.ca.gov/rps/>
- California Public Utilities Commission, CPUC. (2019b). Utility scale RFO. http://cpuc.ca.gov/Utility_Scale_RFO/
- California Public Utilities Commission, CPUC. (2019c). Renewable Auction mechanism. http://cpuc.ca.gov/Renewable_Auction_Mechanism/
- California Public Utilities Commission, CPUC. (2019d). Feed-In Tariff, http://cpuc.ca.gov/RPS_Feed-In_Tariff/
- California Public Utilities Commission, CPUC. (2019e). Bioenergy Feed-in Tariff Program, http://cpuc.ca.gov/SB_1122/
- California Public Utilities Commission, CPUC. (2019f). Investor-Owned Utility Solar Photovoltaic (PV) Programs, http://cpuc.ca.gov/RPS_SPVP/
- California Public Utilities Commission, CPUC. (2018). Renewables Portfolio Standard Annual Report 2018. https://www.cpuc.ca.gov/uploadedFiles/CPUC_Public_Website/Content/Utilities_and_Industries/Energy_-_Electricity_and_Natural_Gas/Renewables%20Portfolio%20Standard%20Annual%20Report%202018.pdf
- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, CCEE (2019). http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/comercializacao?_adf.ctrl-state=148tdxknm6_59&_afzLoop=482379403345770#!
- Census (2018). <https://www.census.gov/quickfacts/fact/table/CA/PST045218#>
- Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG (1994). Resolución CREG 055 de 1994, Por la cual se regula la actividad de generación de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG (1996). Resolución 084 de 1996, Por la cual se reglamentan las actividades del Autogenerador conectado al Sistema Interconectado Nacional (SIN).
- Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG (1996). Resolución 085 de 1996, Por la cual se reglamentan las actividades del Cogenerador conectado al Sistema Interconectado Nacional (SIN).
- Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG (1996). Resolución 086 de 1996, Por la cual se reglamenta la actividad de generación con plantas menores de 20 MW que se encuentra conectado al Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG (2001). Resolución No. 039 Marzo 29 de 2001, Por la cual se modifican parcialmente las Resoluciones CREG-086 de 1996 y CREG-107 de 1998.

Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG (2015). Resolución No. 024 DE 2015, Por la cual se regula la actividad de autogeneración a gran escala en el sistema interconectado nacional (SIN) y se dictan otras disposiciones.

European Environment Information and Observation Network, EIONET. (2019a) <https://www.eionet.europa.eu/gemet/en/concept/1777>

European Environment Information and Observation Network, EIONET (2019b). <https://www.eionet.europa.eu/gemet/en/concept/5668>

Fundación Bariloche (2017). *Subastas Caso de estudio Brasil*. <http://fundacionbariloche.org.ar/wp-content/uploads/2018/06/Subastas-Caso-de-estudio-Brasil-Factor-2017.pdf>

Grupo de Investigación en Eficiencia Energética y Energías Alternativas – GEAL. (2016a). Identificación y priorización de biomasa residual y sus alternativas de aprovechamiento energético en el Valle del Cauca

Grupo de Investigación en Eficiencia Energética y Energías Alternativas – GEAL. (2016b). Cuantificación, caracterización y georreferenciación de la biomasa residual para aprovechamiento energético en el valle geográfico del Río Cauca

Hance, C.N. (2005), “Factors affecting costs of geothermal power development”, Geothermal Energy Association, US Department of Energy, Washington, DC.

Instituto Colombiano Agropecuario, ICA. (2016) <https://www.ica.gov.co/areas/pecuaria/servicios/epidemiologia-veterinaria/censos-2016/censo-2018.aspx>].

International Energy Agency, IEA. (2019). *Glosario de términos*. <https://www.iea.org/about/glossary/#tabs-2>

International Renewable Energy Agency, IRENA (2015). *Renewable Energy Policy Brief*. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA_RE_Latin_America_Policies/IRENA_RE_Latin_America_Policies_2015_Country_Brazil.pdf?la=en&hash=D645B3E7B7DF03BDDAF6EE4F35058B2669E132B1

International Renewable Energy Agency, IRENA (2017). Renewable Power Generation Costs in 2017. Recuperado de https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf

ISO/IEC 13273-2:2015 Energy efficiency and renewable energy sources -- Common international terminology -- Part 2: Renewable energy sources

Ministério de Minas e Energia, MME. (2019). Capacidad instalada. Recuperado de

http://www.mme.gov.br/web/guest/publicacoes-e-indicadores/balanco-energetico-nacional?p_p_id=20&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&_20_struts_action=%2Fdocument_library%2Fview_file_entry&_20_redirect=http%3A%2F%2Fwww.mme.gov.br%2Fweb%2Fguest%2Fpublicacoes-e-indicadores%2Fbalanco-energetico-nacional%3Fp_p_id%3D20%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-1%26p_p_col_count%3D1%26_20_struts_action%3D%252Fdocument_library%252Fview_file_entry%26_20_folderId%3D1143901&_20_fileEntryId=103932647

Operador Nacional do Sistema Eletrico, ONS (2019a). *Sobre o sin o sistema em números*. Recuperado de <http://ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>

Operador Nacional do Sistema Eletrico, ONS (2019b). *Historico da operacao*. Recuperado de http://ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx

Paul, G., & Alonso, C. (2013). Energías renovables no convencionales para uso domiciliario: descripción, marco regulatorio e instrumentos de fomento.

Presidencia da Republica, Planalto (2002) http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/2002/L10438compilada.htm

Rudnick, Charlín, Heisig, Mohr. (2016) Costo de abatimiento de nueva energía (LACE) y costo de desarrollo de la energía (LCOE): La nueva forma de determinar la entrada de nuevas tecnologías al sistema.

Sierra, S. A., & Plata, M. P. T. (2006). Descripción del funcionamiento del sector eléctrico colombiano. *Ecos de Economía: A Latin American Journal of Applied Economics*, 10(22), 7-44.

Ueckerdt, F., Hirth, L., Luderer, G., & Edenhofer, O. (2013). System LCOE: What are the costs of variable renewables?. *Energy*, 63, 61-75.

Unidad de Planeación Minero Energética, UPME. (2010). Atlas del Potencial Energético de la Biomasa Residual en Colombia

Unidad de Planeación Minero Energética, UPME. (2015a). Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia. Recuperado de http://www.upme.gov.co/Estudios/2015/Integracion_Energias_Renovables/RESUMEN_EJECUTIVO_INTEGRACION_ENERGIAS_UPME2015.pdf

Unidad de Planeación Minero Energética, UPME. (2015b). Formulación de instrumentos técnicos que estimulen el aprovechamiento de la biomasa en la generación de energía a partir de fuentes no convencionales de energía – FNCE, pp 136

Unidad de Planeación Minero Energética, UPME. (2018). Informe número 12, solicitud de certificación de proyectos de fuentes no convencionales de energía (FNCE) - incentivos ley 1715 de 2014. Recuperado de http://www1.upme.gov.co/Documents/Energias_renovables/Incentivos_Ley_1715/InformeNo12_FNCE.pdf

Unidad de Planeación Minero Energética, UPME. (2019a). Informe de Registro de Proyectos de Generación. Recuperado de <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNzBhN2Q4YmMtN2IxMy00Mjg2LWJhZTctMjRkNWE2NDdlMzI0IiwidCI6Ijg5NTAwZjZkLWJjZTktNDgzNC1iNDQ2LTc0YjVmYjIjZjEwZSIsImMiOjhh9>

Unidad de Planeación Minero Energética, UPME. (2019b). Audiencia de adjudicación subasta de contratación a largo plazo de energía CLPE No. 01-2019. Recuperado de http://www1.upme.gov.co/PromocionSector/Subastas-largo-plazo/Documents/Subasta-CLPE-01-2019/Presentacion_proceso_adjudicacion_Subasta_CLPE_No.01-2019.pdf

XM, (2019a) Precio promedio del mercado de contratos. Recuperado de <ftp://sv01.xm.com.co/Publicok>

XM, (2019b), Capacidad efectiva por tipo de generación. Recuperado de <http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=capacidad>