

David L. Vargas¹, Jesús A. García², Edgar E. Yáñez³, Alexander Meneses⁴,
Mónica Cuellar⁵

RESUMEN

Las condiciones regulatorias de la red eléctrica colombiana restringen la diversificación y la participación de los "pequeños generadores".

Empresas de las más importantes cadenas agroindustriales del país, como la caña de azúcar y la palma de aceite, encuentran barreras para incorporar de manera segura y promisoria la cogeneración eléctrica dentro de sus áreas de negocio, a pesar de su gran disponibilidad y diversidad de biomasa residual, capaces de generar excedentes energéticos.

ABSTRACT

Colombian regulatory framework on electric grid, restrict the source diversification and the inclusion of the "small power plant" as agro-industrial companies, including palm oil and sugar cane. Those are one of the most important chains in the country which should incorporate safe and promising cogeneration business based on the biomass

INTRODUCCION

Colombia dispone de grandes agroindustrias, especialmente de la caña de azúcar y la palma de aceite, que tienen oportunidades significativas en el uso de su propia biomasa residual como fuente de energía primaria renovable. Esta energía, además de ser aprovechable para autoabastecer los procesos productivos de estas agroindustrias, tiene el potencial de

Este artículo presenta una revisión y un análisis comparativo de sistemas exitosos de cogeneración en el ámbito internacional, basados en el uso de biomasa residual, con el propósito de identificar oportunidades para la "bioenergía" en el mercado eléctrico colombiano mediante la implementación de proyectos de generación distribuida.

Palabras clave: biomasa agrícola, eficiencia eléctrica, energías renovables, generación distribuida, sistema interconectado nacional (SIN). Actualmente, la industria de la caña cuenta con alrededor de 211 mil hectáreas.

availability to generate energy surplus. This article reviews and compares international successful cogeneration systems, based on biomass waste, in order to identify bioenergy opportunities to apply distributed generation on electric Colombian market.

Keywords: agricultural biomass, electrical efficiency, renewable energies, distributed generation, national interconnected system.

¹ El sector azucarero en la actualidad. ASOCAÑA Sector Azucarero Colombiano (2010). www.asocana.org

211 mil hectáreas sembradas en el Valle del Río Cauca (40% del total nacional²) que suministra materia prima a los ingenios que procesan entre 90 y 400 t/h de caña, para producir principalmente azúcar y alcohol carburante [Aguirre, 2008; Betancourt 2008].

En el caso de la industria de la palma, hacia el año 2008 se contaba con alrededor de 337 mil hectáreas sembradas, distribuidas principalmente en tres diferentes zonas del país, que alimentan plantas extractoras de aceite (plantas de beneficio) con capacidades de procesamiento variables de 5 a 60 t/h de fruto, para obtener dos subproductos principales, aceite crudo de palma y aceite crudo de palmiste, que son la base de productos de alto valor agregado como: aceites para fines alimenticios, biodiesel, glicerina y químicos de especialidad [Fedepalma, 2009].

La biomasa residual disponible de cada uno de los procesos productivos mencionados sea bagazo en el caso de la caña de azúcar de aceite, se consume directa y mayoritariamente en calderas como combustible para generar el vapor necesario para satisfacer los requerimientos energéticos de los respectivos procesos. De esta forma, las biomazas residuales se presentan como alternativas de sustitución total o parcial de los combustibles sólidos convencionales como el carbón, estimulando una reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), que eventualmente puede aplicar a proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) [Compañía energética Santa Elisa S.A, 2004; Enco, 2005].

La base tecnológica del aprovechamiento energético de la biomasa residual es la cogeneración apoyada en sistemas clásicos de combustión, que han aumentado la eficiencia termodinámica del ciclo Rankine, mediante la generación simultánea de energía térmica y energía eléctrica, de tal forma que la economía de los procesos productivos se beneficia doblemente, disminuyendo los consumos de combustibles fósiles y los costos asociados a

la compra de electricidad al sistema interconectado nacional.

Un segundo beneficio que puede proveer la cogeneración en la agroindustria, pero más complejo de concretarse, es la venta de excedentes de electricidad a terceros, participando como generador/vendedor en la red interconectada en un esquema de generación distribuida.

La generación distribuida, tiene un doble propósito, de un lado permitir al pequeño generador al colocar sus excedentes en la red y como contraparte beneficiar a la red en general, reduciendo las pérdidas de transmisión, mejorando la calidad y fiabilidad del suministro de electricidad, particularmente hacia usuarios localizados en sitios remotos o de acceso muy complicado. Adicionalmente, los esquemas de generación distribuida permiten diversificar la composición de la matriz energética. Este es un factor importante para disminuir la vulnerabilidad de redes dependientes de un mismo modo de producción de energía o el impacto de redes con una huella de carbono significativa.

En general, las redes que adoptan esquemas de generación distribuida, facilitan el restablecimiento del servicio en caso de falla o colapso y flexibilizan la instalación de redes de transmisión entre otros beneficios [Carreras, et ál., 2010], además, desde una perspectiva técnica-normativa, es un hecho que los sistemas eléctricos en todo el mundo deben enfrentar la descentralización de la generación y la liberalización del mercado energético, siguiendo los lineamientos de planeación de las políticas energéticas y los planes de operación contra potencias bajas y fluctuaciones de la red [Pepermans, et ál., 2005; Rodríguez, 2009].

Por el momento, no existe un consenso unificado sobre el significado de "Generación Distribuida", ya que son múltiples los factores a considerar al respecto: las tecnologías empleadas, los límites de potencia, conexión a la red, etc.

Sin embargo, una de las definiciones más aceptadas por los especialistas proviene del DPCA, que define la generación distribuida como "cualquier tecnología de generación a pequeña escala que proporciona electricidad

² El sector panelero en Colombia. Ministerio de Agricultura y desarrollo Rural (2006). www.minagricultura.gov.co

en puntos más cercanos al consumidor que la generación centralizada y que se puede conectar directamente al consumidor o a la red de transporte o distribución”.

Por otro lado, la Agencia Internacional de la Energía (*IEA*) considera como generación distribuida “la que se conecta a la red de distribución en baja tensión y la asocia a tecnologías como los motores, mini y microturbinas, pilas de combustible y energía solar fotovoltaica” [Trebolle, 2006; Comunidad de Madrid, 2007]. La IEEE con su norma 1547 para Estados Unidos reglamenta la interconexión distribuida a los sistemas eléctricos, aprobada en el 2003 [IEEE 1547].

En Colombia la regulación frente a estos sistemas no se ha desarrollado y se plantea como parte de los retos de la CREG incluirlo en los planes de desarrollo, energético nacional y ambiental y de expansión de referencia de la generación en el país [Rodríguez, 2009], además de la necesidad de definir un plan o estrategia nacional de desarrollo de las energías renovables.

MARCO REFERENCIAL

Regulación Internacional

Las condiciones de generación de energía por medio de renovables en Europa, establecen los esquemas de soporte (tarifas, subsidios y aportes obligatorios) y los requerimientos del sistema en el proceso de conexión a la red, a partir de un estudio de viabilidad del operador de la red para examinar las condiciones técnicas de operación del punto de conexión, las modificaciones pertinentes de la red con relación a los refuerzos, la oferta formal de conexión seguido del diseño detallado de carga y requisitos adicionales.

Sin dejar de lado los costos asociados al nuevo proyecto, la regulación europea en la materia discrimina dos tipos de costos, los superficiales o costos de conexión y los costos profundos que tienen que ver con los refuerzos de la red, ambos costos se cargan al generador [Swider, et ál., 2008].

En este contexto, el presente artículo se enfoca particularmente en una revisión de las condiciones regulatorias, operativas y de mercado en Colombia, respecto a proyectos de cogeneración en plantas de beneficio del sector palmero, con capacidad para la interconexión con la red eléctrica para colocar sus excedentes de energía.

Paralelamente, se revisan las líneas directrices de regulación de otros países donde la generación distribuida se desarrolla de manera exitosa en aspectos como la diversificación de la generación utilizando fuentes renovables, aplicación de reformas tarifarias flexibilizadas, reducción de pérdidas en el transporte de energía, optimización de la carga de energía en la industria e implementación de programas efectivos de eficiencia energética [Rodríguez, 2009], todo con el objeto de orientar las modificaciones en el mercado energético nacional, que permitan condiciones más favorables para la participación de los cogeneradores con biomasa de origen agroindustrial y la diversificación de la matriz energética colombiana

Ninguna otra región como la Unión Europea (UE) dispone de un plan tan claro y consolidado en materia de introducción progresiva y sistemática de las energías renovables en su canasta energética.

En efecto, todo parte de un inventario bien establecido y consolidado del potencial de energía solar, eólica, geotérmica, pequeñas hidráulicas y biomasa y de un esfuerzo decidido a nivel de investigación y desarrollo de nuevas tecnologías para explotar dicho potencial (i.e. microturbinas, celdas combustibles, incineradores, etc.).

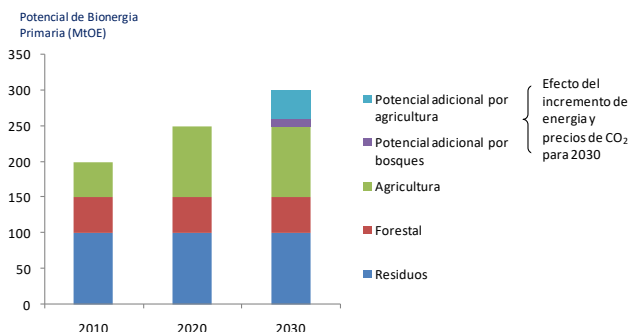
Para finales de 2010 el objetivo de uso de energía primaria derivada de la biomasa en la UE es de 150 MtOE, fijado como el volumen de bioenergía ambientalmente sostenible del total del potencial real disponible de 190 MtOE. Para 2030, la contribución de la “bioenergía” al total del consumo proyectado de energía primaria en la UE, se espera sea del 16% del requerimiento total, es decir un valor

Cogeneración con biomasa de palma de aceite en el sistema eléctrico colombiano: barreras, perspectivas y oportunidades

Fecha enviada: 2 junio 2021

Fecha corregida: 13 julio 2021

cercano los 295 MtOE, lo cual representa un incremento de la participación de la energía asociada a la biomasa en la canasta energética de la UE de 12% en 30 años (Fig. 1).



Fuente: Agencia Europea del Ambiente. www.eea.europa.eu. [European Environment Agency, 2007].

Figura 1. Potencial bioenergético ambientalmente compatible en la UE para el año 2030.

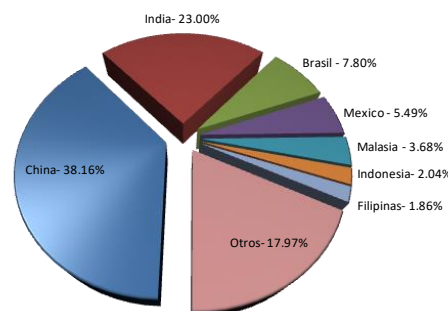
Lo más sorprendente de este crecimiento es que algunas fuentes consideradas en un principio minoritarias, como el caso del biogás han sido particularmente determinantes en este crecimiento, por cuanto su aporte está próximo a llegar a los 15 MtOE. Esto se debe a la implementación de políticas de seguridad energética y de generación descentralizada, que han sido lideradas por algunos estados miembros de la UE, particularmente Alemania y Austria.

Estos países han estimulado la expansión de las llamadas "pasturas energéticas" y el uso masivo de los residuos agrícolas, produciendo biogás mediante procesos clásicos de digestión anaerobia, para ser explotado "on-site" en pequeños sistemas de generación a muy pequeña escala (< 500 kW), que en conjunto representan más del 36% del total de biogás explotado en la UE, que hacen soñar a la EU con disminuir la dependencia europea del gas ruso en más del 50% hacia 2020.

En los países del sureste de Asia, la regulación de las energías alternativas promueve el acceso a la red de pequeños generadores, las opciones de auto abastecimiento e incremento de abastecimiento en áreas remotas, los

incentivos financieros y fiscales y la estandarización industrial como directrices fundamentales para estimular la generación distribuida. Esto ha propiciado un particular desarrollo de proyectos energéticos a partir del alto potencial de biomasa agrícola de esta región, proveniente de cultivos de caña de azúcar, palma de aceite, arroz y madera [Carlos y Khang, 2007].

Estos países han encontrado un balance perfecto entre los compromisos gubernamentales con relación a los protocolos firmados para la reducción de emisiones de GEI de los países individualmente y el desarrollo de una política y regulación con relación al progreso de dichos proyectos con la intención de reducir la dependencia a los combustibles fósiles, hechos que destacan su alta participación ante Naciones Unidas con proyectos MDL, posicionando a Malasia, Indonesia y Filipinas con un 7,5% de participación en el mundo. (Fig. 2).



Fuente: United Nations Framework

Convention on Climate Change (UNFCCC)

[2010]. cdm.unfccc.int

Figura 2. Porcentaje de aplicaciones por países anfitriones con proyectos MDL que han recibido Cer's por reducción de emisiones (total de 2204 países a 2010).

Malasia uno de los miembros más importantes de la ASEAN comenzó la reestructuración de la industria de la energía eléctrica durante la década de los 90, impulsando la entrada de "Productores independientes de Energía", con capacidad de generación menor a 10 MW de potencia

instalada, bajo el modelo SREP³, a través de los denominados "planes estratégicos nacionales octavo y noveno" con los cuales logró el desarrollo y la implementación de las energías renovables para la generación de electricidad en un lapso no mayor de 10 años. En el octavo plan estratégico de Malasia se reglamentó la intensificación de la energía renovable y se propuso el objetivo de producir con combustibles renovables el 5% del total de la electricidad generada para 2005.

Esta medida estimuló la implementación de sistemas de cogeneración en el sector de la palma de aceite, que se vio favorecida con estímulos fiscales y la remoción de las barreras para conexión con la red eléctrica y la comercialización de la electricidad proveniente de la agroindustria a precios mayores, cubiertos por los consumidores lo que permitió el aporte capital necesario para las inversiones en proyectos de cogeneración con bajos intereses a mayor plazo (*Programas BioGen*) [Haw, Salleh y Jones, 2003; Cogen 3, 2003; Shigeoka, 2004].

La gran cantidad de proyectos implementados y en curso del aprovechamiento de la biomasa disponible (Tabla 1), al igual que los 204 MW de potencia instalada en capacidad para el año 2012, reflejan el liderazgo y los esfuerzos gubernamentales y regulatorios de Malasia para incrementar el aprovechamiento de la biomasa residual de su agroindustria como energético, en consecuencia de la alta disponibilidad de los residuos en la agroindustria de palma, una de las más grandes de la región, ubicándose como la de mayor producción de aceite de palma en el mundo.

El alto potencial de generación de energía de este país en la región con residuos sólidos, por encima de los proyectos con minihidráulicas y biogás a pequeña escala soportados bajo SREP es debido a que los proyectos con instalaciones de mayor tamaño y generación de potencia son apalancados y financiados mediante MDL por reducción del impacto en la producción

de CO₂ en la sustitución de combustibles (Fig. 2).

Tabla 1. Avances del Programa de Pequeñas Plantas de Aprovechamiento de Energía Renovables en Malasia a marzo de 2010.

N°	CATEGORIA	MINIHIDRÁULICAS		BIOMASA		BIOGÁS		OBSERVACIONES
		N° de proyectos	Capacidad (MW)	N° de proyectos	Capacidad (MW)	N° de proyectos	Capacidad (MW)	
1	Proyectos con licencia	6	17.8	9	79	3	4.95	Un total de 18 proyectos con licencia y capacidad de 101.75 MW.
	Proyectos en operación	3	8	5	45	2	3.7	10 proyectos con capacidad de 56.7 MW en operación
	Proyectos en construcción	2	7.3	1	5	1	1.25	4 proyectos con capacidad de 13.55 MW en construcción para entrar en operación a finales del 2010
2	Proyectos Aprobados (para recibir licencia)	7	43.5	12	125	6	15.9	Un total de 25 proyectos con capacidad de 184.4 MW.
	Proyectos en construcción	-	1	1	10	3	3	4 proyectos con capacidad de 12.95 MW en construcción para entrar en operación entre 2011 y 2012.
TOTAL		13	61.3	21	204	9	20.85	El total de los proyectos aprobados es 43 con capacidad de 286.15 MW.

Fuente: Suruhanjaya Tenaga. Small Renewable Power Energy Programme (SREP). <http://www.st.gov.my>

En el caso de Brasil, referente en el uso de energías alternativas en Suramérica, se ha producido en la última década un fortalecimiento de la regulación y del programa de incentivos para la generación de electricidad por medio de fuentes alternativas de energía con los que se propone generar 3300 MW en 20 años, de los cuales entre 2010 y 2011, habrán entrado en operación 2802 MW al SIN, de los cuales 18,3% (514 MW) proveniente de cogeneración con biomasa y el resto de mini-hidroeléctricas y parques eólicos.

Auspiciado por el Gobierno de Brasil y agencias estatales de Energía se desarrolló el Programa de Incentivos para Fuentes Alternativas de Energía (PROINFA), la ampliación del Sistema Eléctrico Brasileño, la modificación de los contratos PPA a largo plazo y los mecanismos de financiamiento, para diversificar las fuentes energéticas, asegurar el abastecimiento, valorizar el potencial de cada región y estimular proyectos de reducción de GEI en marco del MDL [Proinfa, 2009].

³ Suruhanjaya Tenaga. Small Renewable Power Energy Programme (SREP). <http://www.st.gov.my>

JUSTIFICACION

La generación de energía por medio de procesos de cogeneración con residuos en la agroindustria colombiana tiene la intención de participar en el Mercado de Energía con la venta de los excedentes de electricidad a la red, como la integración energética que vienen desarrollando algunos países desde años atrás con recursos disponibles entre ellos la biomasa. En la legislación se encuentra el respaldo de la ley 99 de 1993 del medio ambiente que establece los mecanismos en el cumplimiento de las metas ambientales y la ley 629 de 2000 para promover el desarrollo sostenible.

La normatividad energética por medio de CREG avanza en la reglamentación que le permita a la actividad de cogeneración las mejores condiciones de operación en el sistema energético del país (resolución 005 de 2010) (Tabla 2).

Apoyándose en las estrategias gubernamentales y medidas regulatorias tomadas por países como Malasia líder en la producción de aceite de palma en el mundo⁴ y cogeneración con la biomasa residual del proceso productivo⁵ y Brasil como uno de los mayores productores de caña de azúcar y bioetanol en Latinoamérica y con mayor reglamentación y estrategias para la diversificación energética con proyectos con energías renovables de la región⁶.

Se analizarán las condiciones de acceso al Mercado de la Energía que cada uno de estos países ha permitido a la agroindustria cogeneradora para vender sus excedentes de energía a la red nacional en la búsqueda de establecer las mejores alternativas, oportunidades y retos para la industria local (ver Tabla 2). Ya que Colombia es el quinto país productor de aceite de palma en el mundo en las estadísticas de Fedepalma⁵ con un procesamiento aproximado de 3,86 millones de toneladas de RFF/año, con

producción total de biomasa residual en planta del 53,2% correspondiente a racimo vacío o Tusa, 32,3% de fibra y el 14,6 a cuesco con alto potencial energético para ser empleado como combustible [Yañez, et ál., 2009].

El segundo componente de la justificación para incentivar la colocación de excedentes de energía eléctrica producida a partir de biomasa residual, es sin duda el incentivo económico y ambiental que se genera al proveer una ruta de gestión y tratamiento de estos desechos dentro de las fronteras del sistema de producción, que ocasionalmente puede llevar a un incremento en el número de proyectos de MDL en el país, por la aplicación de metodologías IPCC relacionadas con inhibición de procesos no controlados de degradación anaerobia de materia orgánica y desplazamiento de carbono fósil.

En efecto, la participación del país en los mercados de carbono, por proyectos MDL relacionados con cogeneración en la agroindustria es muy baja en contraste con el gran potencial de biomasa residual y el gran peso específico de este sector en la economía nacional, con respecto a otros países [Vargas, Meneses, Yañez, 2011].

⁴ Anuario estadístico 2009. La agroindustria de la palma de aceite en Colombia y el mundo. Fedepalma.

⁵ Biomass-Based Power Generation and Cogeneration in Palm Oil Industry (BioGen). Malaysia.

⁶ PROINFA: Política Pública de energía Renovable. Dirección del departamento de desenvolvimiento energético de Brasil. Septiembre 2006.

www.mme.gov.br/programas/proinfa

Cogeneración con biomasa de palma de aceite en el sistema eléctrico colombiano: barreras, perspectivas y oportunidades

Fecha enviada: 2 junio 2021

Fecha corregida: 13 julio 2021

Tabla 2. Comparación de regulación para sistemas de cogeneración y aprovechamiento de recursos renovables en Malasia, Brasil y Colombia.

	MALASIA (BIOGEN)*	BRASIL (PROINFA)**	COLOMBIA***
	Biogen es la entidad que promueve el uso de la biomasa residual de la palma para la implementación de proyectos de cogeneración, enfocados en la reducción GEI y de las barreras tecnológicas, regulatorias y financieras.	El Programa de Incentivos para Fuentes Alternativas de Energía planea instalar 3.300 MW al SIN en eólica, PCH y en biomasa.	Sin una política clara para la cogeneración y regulación para la venta de energía a la red. El sector agroindustrial con la mayor iniciativa y capacidad de generación y venta de los excedentes de energía es el de la caña de azúcar que para el 2010 disponía de 160 MW de excedente para comercializar en el SIN.
REGULACION	1994 impulso Pequeños Productores de Energía. 2000 producción 10% energía renovable. 2001-2005 PLAN 8 - La quinta fuente de energía (cogeneración residuos palma) 2001 fortalecimiento del programa SREP pequeñas generadoras de energía renovable. 2006-2010 PLAN 9 - Intensificación del uso de renovables con meta 350MW, revisión REPPA seguridad suministro combustible a largo plazo y financiamiento proyectos. [Shigeoka, 2004; Malaysia Ministry, 2005].	Reglamentación de las directrices y los términos de referencia MME, para PROINFA y el valor económico de cada fuente (Decreto 5025/2004, modif. 5882/06). Como ente estatal la ANEEL, regulará los criterios y requisitos mínimos de procedimientos en la Redes, que incluyen reglas, normas y licencias de acceso a ellas.	Ley 99 de 1993 del medio ambiente, establece los mecanismos para el cumplimiento de las metas ambientales en relación con la mitigación de impactos. Ley 629 de 2000 , promover el desarrollo sostenible y las políticas en el fomento de la eficiencia y desarrollo de fuentes renovables. PEN 2006-2025 , encamina la contribución energética al desarrollo sostenible, disponibilidad de energía. CREG 085 de 1996 , reglamenta las actividades del Cogenerador conectado al SIN, CREG 005 de 2010 , reglamenta los sistemas de medición, auditorías energéticas, la venta de excedentes y el rendimiento eléctrico equivalente (REE).
SUBSIDIOS	2003 exención de impuestos sobre la renta entre 70 -100% de 5-7 años ó desgravación fiscal 60-100% por inversión de capital por 5 años. 2004 exención de derechos de importación maquinaria y equipos. [Shigeoka, 2004, Cogen 3, 2003]		Ley 1215 de 2008 . Contribución 20% ventas excedentes (ley 142/94 art.89) exención 20% energía consumida por cogeneración.
CRÉDITOS	Biogen financia hasta el 80% de los costos totales de la construcción de proyectos demostrativos a gran escala (FSDP) de más de 10 MW, por medio del fondo de Negocios energéticos renovables.	El BNDES proyectos de generación de energía alternativa financiación hasta el 80% de la inversión amortización hasta 12 años. Entidades financieras energía alternativa como realiza una financiación hasta del 80% de la inversión con amortización hasta 20 años.	

Fuente: * Malaysia Green Technology Online. <http://www.ptm.org.my/>. Suruhanjaya Tenaga. Small Renewable Power Energy Programme (SREP) <http://www.st.gov.my>. ** Ministerio de Minas y Energía de Brasil, PROINFA <http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/>. *** Comisión de regulación de Energía y Gas de Colombia. <http://www.creg.gov.co>

Continuación...

Cogeneración con biomasa de palma de aceite en el sistema eléctrico colombiano: barreras, perspectivas y oportunidades

Fecha enviada: 2 junio 2021

Fecha corregida: 13 julio 2021

<p>COMERCIALIZACION DE LA ENERGÍA</p>	<p>Las empresas de servicios públicos están obligadas a comprar la energía de cogeneración a precios mínimos, más altos que los del mercado. (Mayores tarifas) Contratos PPA de máximo 21 años. Las SREP asumen los costos, conexión 11-33 kV para no más de 10 km entre la red y la planta.</p>	<p>ELETRORBRAS como empresa estatal encargada de la operación del sistema eléctrico, encargada PPA garantizando contratos a largo plazo (20 años), el 70% de los ingresos durante la duración del contrato de financiamiento, representación de los productores ante la CCEE y comercialización en un mercado a corto plazo por las diferencias entre la energía contratada y la producida.</p>	<p>Como requisito para la venta de los excedentes de electricidad a la red, el cogenerador debe firmar un contrato de compra y venta de energía como mecanismo de respaldo por parte del comercializador. Este último actúa como representante del cogenerador ante el MEM.</p>
<p>ACCESO A LA RED</p>	<p>Los proyectos de fuentes renovables de energía deben pasar por un proceso de aprobación ante el Ministerio de Energía y de licencia del Departamento de Regulación de Electricidad, siguiendo las siguientes directrices: Los proyectos de cogeneración tendrán especial preferencia, hasta 10 MW de potencia y plazo de 12 meses para realizar la interconexión de plantas completas y 24 meses si es necesario construir las instalaciones. Al negociar la compra de electricidad, se pacta el precio base de venta con un comercializador, con licencia por un período de 21 años, a partir de la puesta en marcha de la planta. No habrá pagos por operación en stand-by y la energía de respaldo tendrá una tarifa acordada con el comercializador, en un contrato de compraventa (REPPA). El cogenerador tiene a cargo los costos de interconexión con la red, los refuerzos, equipos de protección y de medición en la red a un voltaje entre 11 a 33 kV, a no más de 10 Km del punto de conexión. La planta de cogeneración debe cumplir todas las normas ambientales establecidas responsable para obtener la aprobación necesaria del Departamento de Energía. La mínima de participación accionaria del 30% en proyectos renovables debe ser local y una participación máxima del 30% de compañías extranjeras.</p>	<p>(ANEEL 56 de 2004) Dentro de los requisitos para el acceso a la Red debe incluirse: El Criterio Global de costo mínimo de la inversión en las instalaciones, la descripción de las instalaciones de acceso compartido, el cronograma de operaciones y la priorización de las instalaciones PROINFA, con un plazo de 60 días para ampliación y refuerzo de las redes de transmisión y distribución. Para centrales de acceso compartido, operaciones y mantenimiento de la conexión será responsabilidad del generador central de mayor capacidad y cada una será responsable de la ejecución de las instalaciones de conexión cumpliendo con las reglas y normas técnicas del concesionario y el procedimiento de las Redes. Eletrobras incluye en el contrato de uso de sistemas de transmisión y/o distribución una cláusula que compromete la eficacia de las plantas generadoras y las condiciones de la ONS. Cumplir con los informes a la ANEEL de diseños y construcción, permisos ambientales y puesta en marcha de las instalaciones. Dentro de las condiciones de contratación de la energía se encuentran recopiladas en ANEEL 167 de 2005 de llamada pública o compraventa directa con ANEEL.</p>	<p>Las condiciones técnicas del sistema de cogeneración se encuentran reguladas en la resolución CREG 005 de 2010. Que incluye el cálculo de la REE mínima, auditorías y mediciones. Las condiciones para la conexión de todos los generadores con el STN y STR se encuentran en las resoluciones CREG 001 y 003 de 1994. Que incluyen las condiciones de contratos de conexión, plazos, construcción de obras, aparatos de medición y servidumbre. Es necesario solicitar un estudio técnico de conexión a la UPME donde se describa los equipos para la conexión al SIN, construcción de las obras para conectar al SIN, condiciones técnicas de la conexión sujetas a los códigos y reglamentos vigentes, construcción de las obras para la extensión de los refuerzos del sistema, instalación de los sistemas de medida, equipos de corte y protección, ampliaciones o refuerzos del sistema, control de sincronización y conexión con la red, tarifa de respaldo del comercializador y contrato PPA por venta de energía.</p>

Fecha enviada: 2 junio 2021

Fecha corregida: 13 julio 2021

Los gobiernos de Malasia y Brasil han planteado en los últimos años dentro de las perspectivas energéticas, metas en generación con energías renovables. Para ello crearon programas gubernamentales como PROINFA (Brasil) y BIOGEN (Malasia) para conseguir un estímulo y acompañamiento en la implementación de proyectos de cogeneración de energía y venta de los excedentes de electricidad al mercado energético de cada país, diversificando las fuentes de generación acorde a una política ambiental.

De acuerdo con las proyecciones de los gobiernos, los recursos renovables hacen parte obligatoria de la canasta energética en un marco regulatorio, con un régimen de contratación diferenciado para la comercialización de la energía. Colombia cuenta con una regulación débil para la interconexión de los sistemas de cogeneración al sistema eléctrico centralizado, debido a que los recursos renovables no son una línea principal dentro de la planeación energética que garantizan la seguridad del servicio.

La regulación eléctrica colombiana CREG para el acceso a la red, ha planteado las condiciones técnicas de los sistemas de cogeneración para la interconexión con los sistemas STN y STR, que no están incluidos como estratégicos para el sistema eléctrico nacional y con una política libre en la contratación de compraventa de energía, que genera un ambiente de incertidumbre para la entrada de los sistemas de cogeneración en la comercialización de energía.

A diferencia de Colombia en Malasia, los proyectos de cogeneración tendrán especial preferencia, hasta 10 MW de potencia para negociar la compra de electricidad entre 11 – 33 kV que cumplan con las normas técnicas eléctricas reguladas por la Comisión de Energía de Malasia - *Suruhanjaya Tenaga* - y normas ambientales necesarias, que el ministerio exige para entregar el permiso de funcionamiento por 21 años a precios pactados con el comercializador.

PROINFA el programa brasileño de incentivos para fuentes alternativas regula el acceso a la red eléctrica por medio de la ANEEL como agencia gubernamental

encargada de la ampliación y refuerzo de las redes de transmisión y distribución. Las condiciones de contratación de la energía se realizan por medio de llamada pública o compra-venta directa con la ANEEL, quien es la encargada de establecer los parámetros mínimos y evaluar las condiciones técnicas de los sistemas de cogeneración. Brasil delega la operación de los sistemas eléctricos de energía a Eletrobras empresa nacional que compromete la eficacia de las plantas generadoras y las condiciones de la ONS.

Dentro de la resolución CREG 005 de 2010 en Colombia, se determinaron las mínimas condiciones operativas de las plantas de cogeneración, para poder vender sus excedentes de energía en el MEM.

El factor establecido por la CREG, denominado Regulación Eléctrica Equivalente es el mecanismo de evaluación y comparación de la eficiencia energética del sistema para los sistemas de cogeneración. Este parámetro relaciona la potencia eléctrica generada (E_e), la energía primaria suministrada por el combustible (E_p) y la energía útil del vapor (E_u), en relación con un parámetro de eficiencia de generación del vapor (μ_{ref}) [Ecuac. 1].

Las plantas de beneficio para la extracción de aceite de palma deben garantizar el vapor de proceso a 4 bar, por lo consiguiente el vapor en las calderas es generado a diferentes presiones por encima de la operativa. Ya que el tamaño característico de plantas, medianas por encima de 20 toneladas de Racimo de Fruto Fresco (RFF) y grandes por encima de 40 toneladas de RFF, cuentan con equipos de alta presión con la posibilidad de tener excedentes de energía.

Las calderas de planta de beneficio queman mezcla de biomasa residual del proceso (fibra y cuesco), operan a presiones de 20 bar, 30 bar y 40 bar.

Las turbinas instaladas topping, aprovechan el vapor a contrapresión a tasa de consumo de 20 kg vapor/kW en promedio. Estas condiciones operativas garantizan REE por debajo de 6,7% para sistemas que operan a 20 bar, por debajo de 9,6% para presiones de 30 bar y por debajo de 16,6% para

presión de 40 bar, con mezclas diferentes de biomasa residual (Fig. 3).

$$REE = \frac{E_e}{E_p - \frac{C_u}{\mu_{ref}}}$$

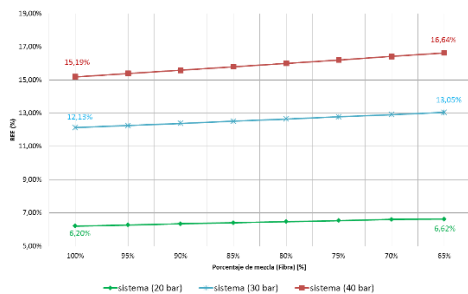


Figura 3. Comparación de la eficiencia (REE) de los sistemas de cogeneración en la industria de palma de aceite.

Debido a que los sistemas de cogeneración en las plantas de beneficio están enfocados a satisfacer las necesidades térmicas del proceso productivo, la eficiencia eléctrica de generación de potencia no tiene incrementos representativos en la modificación de las presiones de operación.

Sin embargo, las eficiencias eléctricas alcanzadas para los modelos planteados varían entre 3,2% para la operación del sistema a 20 bar y 8,7% para una operación a presión de 40 bar.

4. GENERACIÓN DISTRIBUIDA

En los países de la Unión Europea (UE) se cuenta con políticas claras para el incremento de la generación de electricidad mediante fuentes renovables de energía y desarrollo de la infraestructura de integración a la red nacional de los sistemas de generación.

Para el año 2009 la instalación de capacidad usando energías alternativas tuvo un máximo del 60%, para alcanzar el objetivo principal de incrementar en un promedio del 10% en el año 2010 al 20% en el año 2020 la cantidad de potencia instalada en toda la UE por medio de fuentes renovables.

Suecia se desataca por contar con el 40% del mercado energético asociado a las energías alternativas, pero su capacidad instalada no es suficiente como la empleada por Alemania y España en la generación de

electricidad por medio de aerogeneradores, paneles fotovoltaicos y biomasa, para satisfacer el 10% de la demanda interna.

Las políticas para una generación sostenible de electricidad se han venido desarrollando y perfeccionado durante los últimos años en varios países, destacándose China, Estados Unidos, Alemania, España e India por el estímulo al uso de fuentes renovables de energía incluyendo la hidroelectricidad para incrementar su capacidad entre 15 y 30% [REN 21, 2010].

Para que los mercados energéticos de cada uno de estos países funcionen con la integración de los sistemas energéticos convencionales y renovables, se ha desarrollado el empleo de redes inteligentes por medio de la generación distribuida que sirve tecnológicamente para la integración de los sistemas eléctricos en aumento de la confiabilidad del suministro en el sistema [Hoff, Wenger y Farmer, 2006].

Dentro de las principales ventajas de un sistema de generación distribuida, se encuentra la—desvinculación de la planificación centralizada y el fomento de la libre competencia del mercado de la energía, convirtiéndose en una propuesta de reestructuración del sector eléctrico, que reduce las pérdidas de energía al permitir aproximar las redes al consumidor, mayor desarrollo tecnológico de las fuentes renovables, reducción de costos operación y mantenimiento, mayor fiabilidad y acceso del servicio a regiones aisladas.

No todos los agentes contribuyen de igual forma en los sistemas de generación distribuida, algunas barreras que impiden la implementación de estos sistemas pueden ser técnicas, que incluyen el nivel de tecnología empleada y la interconexión con las redes de distribución, barreras económicas y el costo de la madurez de la tecnología y barreras regulatorias que bloquean las licencias de implementación de proyectos entre otras. [Duque, Marmolejo y Duarte, 2004; Papermans, et ál., 2005; Centeno, 2010].

La regulación eléctrica Colombiana no contempla ninguna diferencia acerca de la procedencia de la electricidad en la red de distribución, convirtiendo a la tecnología

utilizada por los sistemas de generación distribuida, en modos de cogeneración no competitivos en el mercado de energía local, al no contar con las garantías necesarias de inversión y un marco regulatorio que contemple un sistema tarifario diferenciado, relación operativa y comercial entre el operador y el sistema GD, contribuciones y restricciones, con el fin de, convertir al mercado de energía en un espacio para que los usuarios puedan vender sus excedentes de energía a precios diferenciados y no únicos con menores pérdidas de energía [Duque, Marmolejo y Duarte, 2004].

CONCLUSIONES

Cabe destacar que el progreso en regulación internacional en materia de cogeneración por medio de energías alternativas en países como Malasia y Brasil ha avanzado gradualmente desde que tuvieron su temprano auge a comienzos del siglo veintiuno. Ya que estos países históricamente han contado con alta disponibilidad de recursos en agroindustrias de palma de aceite y caña de azúcar, encontraron en los residuos del proceso productivo, una oportunidad energética para aprovechar la biomasa residual como fuente alternativa de energía.

Esta apropiación tecnológica logró modificar las instalaciones industriales para reemplazar los combustibles fósiles por biomasa residual para ser quemada en calderas, aumentar la inversión en desarrollo de tecnología y aprovechar este recurso a un costo bajo como combustible para generar excedentes térmicos de energía aprovechados como electricidad.

Con la idea de entrar al mercado de la electricidad estas plantas agroindustriales, acudieron a financiamiento de la banca privada para fortalecer la inversión en las instalaciones y participación en la revisión de la regulación energética en la generación, transporte y distribución de la electricidad para tener acceso a la red eléctrica del país y negociar la energía en el mercado, iniciativas que en este momento cuenta con programas especiales gubernamentales de apoyo a proyectos de cogeneración.

En comparación con Malasia y Brasil, el Plan Energético de Colombia (PEN, 2006-2025⁷) no contempla la incorporación de recursos renovables diferentes a hidroeléctricas y termoeléctricas como mecanismo de expansión del mercado de energía y fortalecimiento regulatorio para este tipo de proyectos, con motivo de asegurar la disponibilidad de energía y la cobertura.

Para las fuentes no convencionales y uso racional de energía como mecanismo de contribución energética al desarrollo sostenible, el PEN plantea dos ejes transversales de soporte: (i) energización rural y (ii) eficiencia energética industrial.

El Mercado de Energía Mayorista de Colombia contempla la inclusión de pequeños generadores (menor a 20 MW) bajo las condiciones de un mercado centralizado que generan una inflexibilidad del sistema. La resolución CREG 005 de 2010 permite a los pequeños generadores y cogeneradores acceder a la red eléctrica sin estar vinculado directamente con el despacho central y realizar la transacción de energía con el comercializador con o sin garantía de potencia.

Esta regulación establece las características operacionales de los sistemas de cogeneración que le permiten vincularse a la red nacional que exige las mínimas condiciones tecnológicas de conexión eléctrica. Además, de contar con la reglamentación los sistemas de cogeneración requieren un fortalecimiento regulatorio y de planeación energética, que les permita a los proyectos renovables de generación de energía participar activamente a condiciones diferenciadas y excepcionales a través de programas gubernamentales con acceso al financiamiento con bajas tasas, exención de impuestos, metas de generación nacional, inclusión y posicionamiento de los recursos renovables dentro de la canasta energética y modificación del mercado energético para servirse de las ventajas de la generación distribuida.

⁷ Plan Energético Nacional 2006-2005. UPME-Unidad de Planeación Minera y Energética. (2006)

La falta de marco normativo legal y financiero que respalde la implementación de tecnología para proyectos de cogeneración con fuentes de energía renovable, a pesar del potencial tan alto relacionado con la biomasa, genera desconcierto en el círculo agroindustrial.

La falta de mecanismos de financiación y préstamos específicos para el desarrollo de las energías renovables, acompañados de un soporte financiero como los incentivos parafiscales para las empresas en un tiempo prudencial, representan un compromiso estatal para con los empresarios, que en un primer paso, recurren al gobierno para obtener la información disponible y centralizada sobre energías renovables y los recursos naturales del país para el desarrollo de proyectos con información confiable y exacta en cada una de las regiones. La conciencia pública con relación a los problemas ambientales y de seguridad de la energía debido a la disponibilidad de fuentes no renovables, debería reflejar una cultura social para contar con la disponibilidad del recurso humano calificado y capacitado en el desarrollo, acompañamiento y verificación de proyectos de energías renovables.

Para el caso del aprovechamiento de la biomasa residual en las agroindustrias colombianas se presenta la dificultad para garantizar el suministro constante de combustible a largo plazo, sistemas de cogeneración por tecnologías ineficientes, crecimiento de la generación y venta de energía más allá del alcance de la actividad principal de las empresas y fuentes de financiación a bajas tasas, que dependen del retorno gradual a las inversiones con la variación de los precios de la electricidad. El capital necesario de inversión para el desarrollo de las energías renovables para

pequeños proyectos se ve afectado por el costo de la tecnología para los proyectos de generación de electricidad y su disponibilidad para satisfacer el abastecimiento de tecnología en el mercado interno cumpliendo estándares internacionales, sensibles a las variaciones en la regulación ambiental.

Las eficiencias de generación de electricidad en las plantas de beneficio para los escenarios existentes de cogeneración del sector palma no superan el 9% en los sistemas de mayor presión operativa.

La tecnología usada para la conversión química del combustible, con eficiencias bajas, no permite extraer una mayor tasa de energía disponible en la biomasa residual empleada para ser quemada en las calderas. Ya que los sistemas de cogeneración están enfocados en satisfacer las necesidades térmicas del proceso productivo, la eficiencia eléctrica de generación de potencia no alcanza incrementos representativos, que dependen directamente de la tecnología de la turbina y la cantidad de vapor demandado que se encuentra ligado al fruto procesado.

Al igual que el parámetro de eficiencia eléctrica, la eficiencia por REE no va a superar el 16% para sistemas de cogeneración en plantas de beneficio en las condiciones de operación actual.

Para garantizar el mínimo parámetro de eficiencia por REE en cada una de las plantas de beneficio del sector, estarán sometidas a la auditoría energética que será regulada por el operador de la red nacional, quien dará su aprobación para comercializar los excedentes de energía en el mercado de energía.

ANEXO

Glosario

ANEEL: Agencia Nacional de Energía Eléctrica (Brasil).

ASEAN: Asociación de Naciones del Sureste Asiático.

BIOGEN: Biomass-Based Power Generation and Cogeneration in Palm Oil Industry (Malaysia)

BNDES: Banco de Desarrollo de Brasil
CCEE: Comisión de comercialización de energía (Brasil)

Cogeneración con biomasa de palma de aceite en el sistema eléctrico colombiano: barreras, perspectivas y oportunidades

Fecha enviada: 2 junio 2021

Fecha corregida: 13 julio 2021

Cer's: Certified Emission Reductions	PCH: Pequeñas Centrales Hidráulicas
CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas (Colombia)	PEN: Plan Energético Nacional (Colombia)
DPCA: Distribution Power Coalition of America	PPA: Power Purchase Agreement
ELETRORBRAS: Empresa de energía de Brasil	PROINFA: Programa de Incentivos para Fuentes Alternativas de Energía (Brasil)
FSDP: Full Scale Demonstrative Project (Malaysia)	REE: Relación Eléctrica Equivalente.
GEI: Gases Efecto Invernadero.	REN 21: Renewable Energy Policy Network for the 21 st Century
IEA: International Energy Agency	REPPA: Renewable Energy Power Purchase Agreement (Malaysia)
IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers	RFF: Racimo de Fruto Fresco.
MDL: Mecanismo de Desarrollo Limpio.	SIN: Sistema Interconectado Nacional.
MEM: Mercado de Energía Mayorista (Colombia)	STN: Sistema de Transmisión Nacional.
MME: Ministerio de Minas y Energía (Brasil)	SREP: Small Renewable Energy Power Programme (Malaysia)
MtOE: Millones de toneladas equivalentes de energía.	STR: Sistema de transmisión regional.
MW: Megawatt	UE: Unión Europea.
ONS: Operador Nacional de Sistema Eléctrico (Brasil).	UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética (Colombia)

BIBLIOGRAFÍA

- Hoff, T., Wenger, H., & Farmer, B. (1996). Distributed generation, an alternative to electric utility investments in system capacity. *Energy Policy*, 24(2), 137-147.
- Aguirre, C. (2008). *Aplicación de técnicas de integración para reducir los consumos de vapor en el proceso e incrementar el potencial de cogeneración en un ingenio azucarero (tesis de pregrado)*. Manuscrito no publicado. Cali: Universidad del Valle.
- Betancourt, M. (2008). *PROCAÑA*. Colombia: Asociación Colombiana de productores y proveedores de caña de azúcar.
- Carlos, R., & Khang, D. (2008). Characterization of biomass energy projects in southeast Asia. *Biomass and Bioenergy*, 32, 525-532.
- Carreras-Sospedra, M., Vutukuru, S., Brouwe, J., & Dabdub, D. (2010). Central power generation versus distributed generation e An air quality

Cogeneración con biomasa de palma de aceite en el sistema eléctrico colombiano: barreras, perspectivas y oportunidades

Fecha enviada: 2 junio 2021

Fecha corregida: 13 julio 2021

- assessment in the South Coast Air Basin of California.
- Atmospheric Environment*(44), 3215-3223.
- Centeno, M. (2010). *Modelado de sistemas de generación distribuida con los software Homer y SimaPro (tesis de pregrado). Manuscrito no publicado.* Bucaramanga: Universidad Autónoma de Bucaramanga (UNAB).
- Cogen 3. (2003). *Proven Clean and efficient biomass, coal and cogeneration. 2003 National Energy Policy Review Malaysia.* EC-ASEAN COGEN Programme (COGEN 3) (2003).
- Compañía energética Santa Elisa S.A, Coenergy Brasil Ltda. (n.d.). *Compañía energética Santa Elisa S.A, Coenergy Brasil Ltda. Swedish Energy Agency (CDM-PDD) versión 2 - 2004 (Brasil).* Retrieved agosto 05, 2010, from <http://cdm.unfccc.int/index.html>
- Comunidad de Madrid. (2007). *Guía básica de la generación distribuida.* España: Energy management Agency, Intelligent Energy Europe.
- Duque, C., Marmolejo, E., & Rueda, M. (2004). *Análisis de prospectiva de la generación distribuida (GD) en el sector eléctrico Colombiano* (Vol. 19). Revista de Ingeniería Universidad de los Andes: 81-89.
- Enco Energy SDN.BHD, Danish Energy Management. (2005). *Biomass Energy Plant-Lumut. (CDM-PDD) versión 2 - 2005 (Malasia).* Retrieved agosto 5, 2010, from <http://cdm.unfccc.int/index.html>
- European Environment Agency. (2007). *Estimating the environmentally compatible bioenergy potential from agriculture. EEA Technical Report (12).* Copenhagen: European Environment Agency.
- Fedepalma. (2009). *Anuarios Estadístico 2009. La agroindustria de la palma de aceite en Colombia y el mundo.* Colombia: Fedepalma.
- Haw, L., Salleh, E., & Jones, P. (2006). Renewable energy policy and initiatives in Malaysian. *Sustainable Tropical Design Research & Practice, 1*(1), 33-40.
- Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2003). *IEEE 1547-2003 Standard for interconnecting distributed resources with the electric power system.* Estados Unidos: Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- Malaysia Ministry. (2005). *Ninth Malaysia Plan 2006-2010, Chapter 19 -Sustainable Energy Development-*. Malasya: Malaysia Ministry.
- Pepermans, G., Driesen, J., Haeseldonckx, D., Belmans, R., & D'haeseleer, W. (2005). Distributed generation: definition, benefits and issues. *Energy Policy*(33), 787-798.
- PROINFA. (2009). *Programa de incentivos de fuentes alternativas de energía. Coordinación general de fuentes alternativas.* Departamento de desarrollo energético. Ministerio de Minas y Energía (Brasil) 2009. Retrieved septiembre 12, 2010, from <http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/>
- REN21. (2010). *Renewables 2010 Global Status Report (Paris: REN21 Secretariat) (2010).* Retrieved octubre 20, 2010, from <http://www.ren21.net/>
- Rodríguez, A. (2009). *La generación distribuida y su posible integración al sistema interconectado nacional.* Bogotá: Comisión de Regulación de Energía y Gas.
- Shigeoka, H. (2004). *Overview of International renewable energy policies and comparison with Malaysian `s domestic policy.*

Cogeneración con biomasa de palma de aceite en el sistema eléctrico colombiano: barreras, perspectivas y oportunidades

Fecha enviada: 2 junio 2021

Fecha corregida: 13 julio 2021

- Biogen Project (PTM)*. New York: Columbia University.
- Swider, D., Beurskens, L., Davidson, S., Twidell, J., Pyrko, J., Pruggler, W., et al. (2008). Conditions and costs for renewables electricity grid connection: examples in Europe. *Renewable Energy*, 33, 1832–1842.
- Trebolle, D. (2006). *La generación distribuida en España*. Madrid: Universidad Pontificia Comillas de Madrid.
- Vargas, D., Meneses, A., & Yáñez, E. (2011). *Biogas flattens energy reco-very options of residual solid biomass in the oil palm industry: CDM influence and cogeneration trends*. *Manuscrito en revisión, no publicado*.
- Yáñez, É., Lora, E., Venturini, O., & Venturini, C. (2008). Análisis de sensibilidad de la cogeneración utilizando biomasa en el análisis de ciclo de vida del biodiésel de aceite de palma. *Palmas*, 29(4), 47-56.