

**PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS ENERGÉTICAS PARA CAMPO
CASTILLA – ECOPETROL.**

KAREN JULIETH PLATA JIMÉNEZ

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
INGENIERÍA DE ENERGÍA
2017**

**PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS ENERGÉTICAS PARA CAMPO
CASTILLA – ECOPELROL.**

KAREN JULIETH PLATA JIMÉNEZ

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de:
Ingeniera en Energía**

**Director de proyecto:
phD: Yecid Alfonso Muñoz Maldonado**

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
INGENIERÍA DE ENERGÍA
2017**

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
OBJETIVOS	2
OBJETIVO GENERAL	2
OBJETIVOS ESPECÍFICOS	2
1. ALCANCE	3
2. METODOLOGÍA	4
3. JUSTIFICACIÓN	5
4. CONTEXTUALIZACIÓN	6
4.1. EMPRESA COLOMBIANA DE PETRÓLEOS (ECOPETROL)	6
5. MARCO TEÓRICO	8
5.1. CASTILLA LA NUEVA	8
5.1.1. GEOGRAFÍA DEL MUNICIPIO	8
5.2. CAMPO CASTILLA	9
5.2.1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO	9
5.2.2. PRODUCCIÓN DE CRUDO	10
5.2.3. ABASTECIMIENTO ACTUAL DE ENERGÍA	13
5.3. GENERALIDADES DE LAS ETAPAS DEL UPSTREAM	16
5.3.1. LEVANTAMIENTO	16
5.3.2. RECOBRO	18
5.3.3. TRATAMIENTO	18
5.4. FUNDAMENTOS DE LAS TECNOLOGÍAS RENOVABLES A CONSIDERAR	24
5.4.1. RECURSO SOLAR	24
5.4.2. RECURSO EÓLICO	30
5.4.3. RECURSO HÍDRICO	31
5.4.4. RECURSO GEOTÉRMICO	33
5.4.5. RECURSO BIOMÁSICO	36
5.5. BASES DE DATOS UTILIZADAS PARA LA CUANTIFICACIÓN DE LOS RECURSOS SOLAR Y EÓLICO	39
5.5.1. PORTALES INTERNACIONALES	39
5.5.2. PORTALES NACIONALES	40
5.6. PRECIOS DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN RENOVABLE	45
5.7. HOMER	46
6. ESTADO DEL ARTE	46
6.1. ROYAL DUTCH SHELL PLC	47
6.2. DONG ENERGY AS -OTRORA	47
6.3. STATOIL ASA	47
6.4. EXXON MOBIL CORP	48
6.5. ENI	48
6.6. TOTAL	48

6.7. ESTUDIOS DESARROLLADOS POR ECOPETROL EN EL CAMPO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES.....	49
6.8. TABLA RESUMEN ESTADO DEL ARTE.....	50
7. DEMANDA DE ENERGÍA.....	51
7.1. CARACTERIZACIÓN CAMPO CASTILLA	51
7.1.1. PLANTAS DE TRATAMIENTO.....	51
7.2. HERRAMIENTAS PARA EL CÁLCULO DE DEMANDA DE ENERGÍA.....	61
7.2.1. PLANTAS DE TRATAMIENTO Y RECOBRO.....	61
7.3. CÁLCULO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA.....	66
7.3. 1. DEMANDA DE ENERGÍA PARA LAS PLANTAS DE RECOBRO.....	66
7.3.2. DEMANDA DE ENERGÍA PARA LAS PLANTAS DE TRATAMIENTO.....	68
7.3.3. DEMANDA DE ENERGÍA CONJUNTA.....	80
8. CARACTERIZACIÓN ENERGÉTICA DE CASTILLA LA NUEVA.....	81
8.1. POTENCIAL DE RADIACIÓN SOLAR.....	81
8.1.1. COMPARATIVO BASES DE DATOS PARA RADIACIÓN SOLAR.....	85
8.1.2. HORAS PICO SOLARES (CALCULO).....	87
8.2. POTENCIAL DE RECURSO EÓLICO	88
6.8. POTENCIAL HÍDRICO	91
8.4. POTENCIAL GEOTÉRMICO.....	95
8.5. RECURSO BIOMÁSICO	97
8.6. CUADRO RESUMEN DE RECURSOS CON POTENCIAL DE APROVECHAMIENTO EN CASTILLA LA NUEVA.....	99
9. TECNOLOGÍAS VIABLES DE IMPLEMENTACIÓN.....	101
9.1. SOLAR	101
9.1.1. COMPONENTES Y PRECIOS.....	102
9.1.2. DIMENSIONAMIENTO.....	104
9.2. BIOMASA	105
9.2.1. COMPONENTES.....	107
9.3. COSTO DE EXTENSIÓN DE LA RED ELÉCTRICA.....	114
9.4. FUENTES ALTERNAS	118
10. ANÁLISIS DE SENSIBILIZACIÓN	118
10.1. PARÁMETROS.....	119
10.1.1. Carga	119
10.1.2. Solar.....	120
10.1.3. Biomasa.....	123
10.1.4. Red eléctrica.....	125
10.2. RESULTADOS	126
10.2.1. SISTEMA DE GENERACIÓN RENOVABLE CON RESPALDO DIESEL.....	126
10.2.2. SISTEMA DE GENERACIÓN RENOVABLE CON GN COMO RESPALDO.....	128
11. COMPONENTE AMBIENTAL	130
12. CONCLUSIONES	131
13. CONSIDERACIONES	132

14. REFERENCIAS	133
15. ANEXOS	141
15.1. ANEXO 1	141
15.2. ANEXO 2	143

INTRODUCCIÓN

Actualmente, la transición a energías renovables por parte de empresas y países enteros como resultado de la creación de conciencia sobre el cambio climático provocado en gran medida como resultado del impacto que tienen las actividades humanas es una realidad. Grandes petroleras alrededor del mundo hoy cuentan con filiales dedicadas completamente al campo de las renovables, tal como es el caso de Total con su filial Sunflower enfocada en el área de la energía solar fotovoltaica. Ecopetrol como empresa estatal de hidrocarburos en Colombia no es ajena a esta tendencia, por tal razón apoya y adelanta investigaciones en el campo de las renovables, como alternativa para suplir parte o la totalidad de la energía que consume en el desarrollo de sus actividades.

Con base a esto y con el objetivo de aumentar la capacidad de energías renovables instaladas en el país se realizó este proyecto, en el cual se busca determinar la viabilidad y factibilidad técnico económica que tendría la implementación de un sistema de generación renovable aprovechando los recursos energéticos en la zona de Castilla la Nueva, donde se encuentra ubicado campo Castilla, uno de los mayores campos de producción de Ecopetrol y el objeto de estudio en este caso.

Como resultado de dicho estudio, se tiene que el sistema de generación a implementar de acuerdo al costo nivelado de energía que presenta (0,101 USD/KWh,) es el conformado por los generadores a biogás y a gas natural teniéndose una generación renovable de 67% que representa adicionalmente una disminución anual de emisiones equivalente a 1036,13 Ton de CO₂.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Determinar la/las alternativas de suministro energético más viables desde el punto de vista técnico y económico para suplir parte de la demanda de energía eléctrica de campo Castilla de Ecopetrol.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Determinar la demanda de energía actual y futura por concepto de recobro y tratamiento que presenta el campo petrolero en estudio.
- Caracterizar la zona energéticamente por medio de un análisis inicial que permita identificar los recursos disponibles en la zona y el potencial que poseen para implementar fuentes renovables y no renovables de energía.
- Realizar la optimización financiera y ambiental de las posibles fuentes de energía alternativa a implementar con la herramienta de simulación HOMER software ®.
- Sensibilización de los sistemas de generación evaluados con HOMER® para determinar aquellas opciones energéticas viables de implementación.

1. ALCANCE

- El proyecto, busca llegar a la obtención de los costos de generación de energía que se tendrían para campo Castilla por medio de la implementación de las alternativas energéticas planteadas buscando el mix energético óptimo.
- Dichas alternativas de generación, son seleccionadas de acuerdo a criterios de disponibilidad y viabilidad de aprovechamiento de los recursos energéticos en la zona, de tal manera que permita la implementación de fuentes renovables.
- Los recursos a considerar en la zona son: solar, eólico, hídrico, geotérmico y biomásico.
- El trabajo se enmarca para el caso de suministro energético para campo Castilla de Ecopetrol, sin embargo, la metodología utilizada puede ser implementada en otros campos petroleros tanto de Colombia como del mundo.

2. METODOLOGÍA

El desarrollo del proyecto se divide en tres grandes fases: conocimiento de la demanda de energía de campo Castilla, identificación de fuentes renovables con potencial de aprovechamiento en la zona y análisis de sensibilidad de las alternativas o sistemas de generación evaluados.

- **Conocimiento de la demanda de energía de campo Castilla:** El consumo energético que presenta el campo considera las tres etapas del proceso del upstream, es decir, levantamiento, recobro y tratamiento. Sin embargo, en el trabajo desarrollado, se tomaron en cuenta dos de las tres etapas mencionadas (recobro y tratamiento), para cada una de las cuales, la demanda de energía se encuentra en función de los equipos presentes (en su mayoría bombas) por lo que sólo estas fueron tenidas en cuenta.
- **Fuentes renovables con potencial de aprovechamiento en la zona:** Los criterios utilizados en este caso, comprenden un análisis inicial de la disponibilidad de distintos recursos energéticos en la zona (solar, eólico, biomasa, geotérmico e hídrico). Dicha evaluación se realizó por medio del uso de bases de datos como Meteonorm, la NASA y el IDEAM que permitieron cuantificar el potencial solar en la zona, de igual manera se implementaron los distintos atlas de recursos energéticos renovables del IDEAM, para cuantificar los recursos eólico, geotérmico, biomásico e hídrico. Una vez realizado este análisis inicial, se implementó el segundo criterio de selección: aprovechamiento del recurso in-situ¹.
- **Análisis de sensibilidad de las alternativas de generación evaluadas:** Una vez se determinó cuáles de las fuentes renovables consideradas anteriormente debían ser implementadas por concepto de disponibilidad del recurso, se procedió a seleccionar las tecnologías óptimas para su aprovechamiento, con base en: costos, eficiencias y potencias para el caso de los distintos generadores considerados y de los módulos fotovoltaicos respectivamente. Posteriormente, y teniendo dimensionados los sistemas, se realizó el análisis de sensibilidad con HOMER del cual se obtuvo el mix energético óptimo, utilizando el costo nivelado de energía (COE) como criterio de selección.

¹ Con aprovechamiento del recurso in-situ, se hace referencia a aquellas fuentes que puedan utilizadas para generación de energía cerca de la zona de consumo, ya que debe considerarse que los proyectos de generación renovable se hacen inviables cuando debe extenderse una red eléctrica de más de 30 Km que conecte el sitio de generación con el de consumo.

3. JUSTIFICACIÓN

En los diferentes campos que opera Ecopetrol se debe garantizar un abastecimiento continuo y permanente de energía a todas las unidades involucradas en el proceso de producción y tratamiento de crudo para mantener en correcto funcionamiento y en constante producción dichos campos garantizando así el suministro de combustibles al interior del país y la cuota de exportación. Para esto, cuenta con dos opciones las cuales consisten en: comprar energía a la red (siempre y cuando el campo se encuentre en una zona interconectada al sistema nacional) o generarla, para suplir sus necesidades.

Campo Castilla (Objeto de estudio) con un volumen de producción de 129.538 barriles diarios a Febrero de 2016, (Cifras de la ANH), es el principal campo productor de Ecopetrol ya que aporta el 21% del total de la producción que maneja la empresa, a la vez que representa el 12% del total de la producción del país. La captación del crudo producido por los 500 pozos productores del campo, se realiza a través de tres estaciones: Castilla I, Castilla II y Acacias, las cuales tienen la función de adecuarlo para su posterior distribución a la VIT (Vicepresidencia de transporte) y a la refinería de Barrancabermeja en donde es procesado. La principal de las tres estaciones, es Castilla II, que recibe la producción de 147 pozos provenientes de las zonas de Castilla y Castilla este.

Teniendo en cuenta lo anterior, se busca establecer alternativas energéticas sostenibles y viables que permitan satisfacer parte de la demanda del campo, tanto a mediano como a largo plazo (2030). Para lograr determinar las mejores alternativas, se tendrán en cuenta criterios de viabilidad técnica y económica que serán aplicados y evaluados a través de software HOMER ® de manera que se pueda determinar el mix energético óptimo. De igual manera y para compensar un poco el impacto ambiental que genera la industria petrolera, se busca que las fuentes de abastecimiento energético a considerar dentro del proyecto sean renovables y limpias.

4. CONTEXTUALIZACIÓN

4.1. EMPRESA COLOMBIANA DE PETRÓLEOS (ECOPETROL)

La empresa Colombiana de petróleo (ECOPETROL S.A) es la principal Petrolera de Colombia y la empresa más grande que posee el país (Con base a sus activos que en 2015 representaron \$100227'213.000), de igual manera y según el rankine internacional realizado por la consultora Energy Intelligence, Ecopetrol es la cuarta petrolera a nivel latinoamericano y a 2014 se encontraba posicionada entre las 50 más grandes a nivel mundial, ocupando el puesto 35.

Energy Intelligence clasifica a las empresas de acuerdo al rendimiento en cuatro aspectos: las reservas de petróleo y gas, la producción, la venta de productos y la capacidad de destilación de las refinerías.

Ecopetrol se originó en 1951 una vez fue reversada la concesión de mares. En el momento en que esta se constituye como la empresa nacional de petróleo de Colombia, tuvo como labor específica administrar el recurso hidrocarburífero de la nación, así como el de desarrollar actividades vinculadas con la cadena del petróleo. Sin embargo, con la expedición del Decreto 1760 del 26 de Junio de 2003 Ecopetrol fue constituida como una compañía por acciones de propiedad del Estado y dividió sus funciones, pasando de ser regulador y empresario a tener como único rol el de empresario. De igual manera la función de administrador del recurso petróleo fue asumida por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), creada en este mismo año, con la finalidad de “administrar integralmente las reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación, armonizando los intereses de la sociedad, el estado y las empresas del sector”.

Los antecedentes destacables de la historia petrolera del país se expresan a continuación:

- **1903:** Gobierno de Rafael Reyes. Primeras reglamentaciones en materia petrolera.
- **1905:** Se otorgó a Roberto De Mares la concesión petrolera.
- **1919:** Traspaso de la Concesión de Mares a la Tropical Oil Company
- **1922:** Se da inicio a la producción de crudo en el Magdalena Medio con la puesta en marcha del campo: la Cira – Infantas en la concesión de Mares, por parte de la Tropical Oil Company.
- **1951:** El 25 de Agosto de este año, la tropical oil company realizó la reversión al Estado colombiano de la Concesión de Mares por vencimiento de términos.

- **1951:** Creación de la empresa Colombiana de Petróleos. ECOPETROL.
- **1961:** Ecopetrol asume el manejo directo de la refinería de Barrancabermeja.
- **1974:** Ecopetrol adquiere la refinería de Cartagena.
- **1983:** Descubrimiento del Campo Caño Limón, yacimiento que contaba con reservas estimadas de 1.100 millones de millones de barriles.
- **1986:** Colombia vuelve a ser un país exportador de petróleo.
- **1969:** Descubrimiento de Campo Castilla
- **1989:** Descubrimiento de Cusiana
- **1993:** Descubrimiento de Cupiagua
- **2003:** Reestructuración de Ecopetrol. Deja de ser administrador de los recursos petroleros y pasa a ser sólo un actor del mercado.
- **2003:** Creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), cuya función es administrar las reservas de hidrocarburos de la nación.

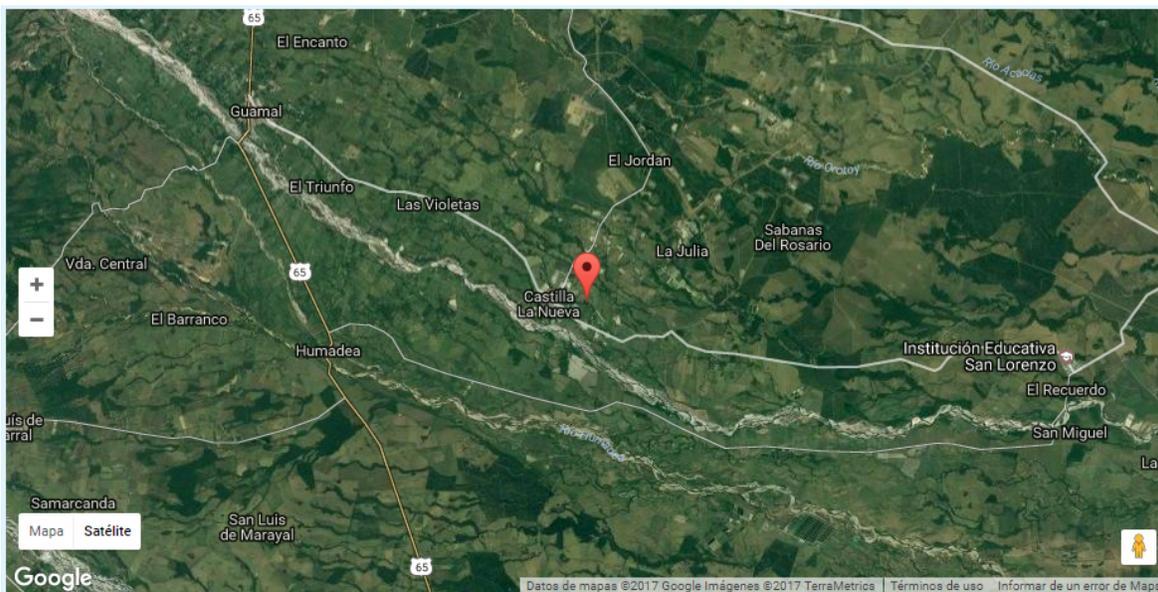
5. MARCO TEÓRICO

5.1. CASTILLA LA NUEVA

5.1.1. GEOGRAFÍA DEL MUNICIPIO

Castilla la nueva, municipio de la parte noroccidental del departamento de Meta, se encuentra ubicado a 400 msnm en la llanura oriental (zona adyacente al piedemonte llanero de la cordillera oriental), situado a 58 km de Villavicencio, capital del departamento. Limita geográficamente con los municipios de Acacías al norte, San Carlos de Guaroa al oriente, San Martín al sur y Guamal al Occidente. El municipio posee un área superficial de 507,28 Km², de los cuales 504,75 Km² - (99,5%) representan zonas rurales, en tanto la extensión restante (2,53 Km² – 0,5%) alberga al área urbana. Esta es una zona petrolera ya que cuenta con la formación Guadalupe, que dispone del recurso. El municipio posee también una gran riqueza hídrica comprendida por la presencia de pequeñas corrientes de agua, caños, morichales, humedales y el paso cercano de los ríos Guamal, Orotoy y Humadea.

Las coordenadas geográficas del municipio son: 03° 49'49" de latitud norte (**3.8302**) y 73°40'57" de longitud oeste (**-73.6825**). **[Fig. 1]** y **[Fig. 2]**.



[Fig. 1]. Ubicación geográfica del municipio Castilla la Nueva – Meta.

FUENTE: Google maps.



[Fig. 2]. Ubicación geográfica del municipio Castilla la Nueva – Meta.
FUENTE: Google maps.

5.2. CAMPO CASTILLA

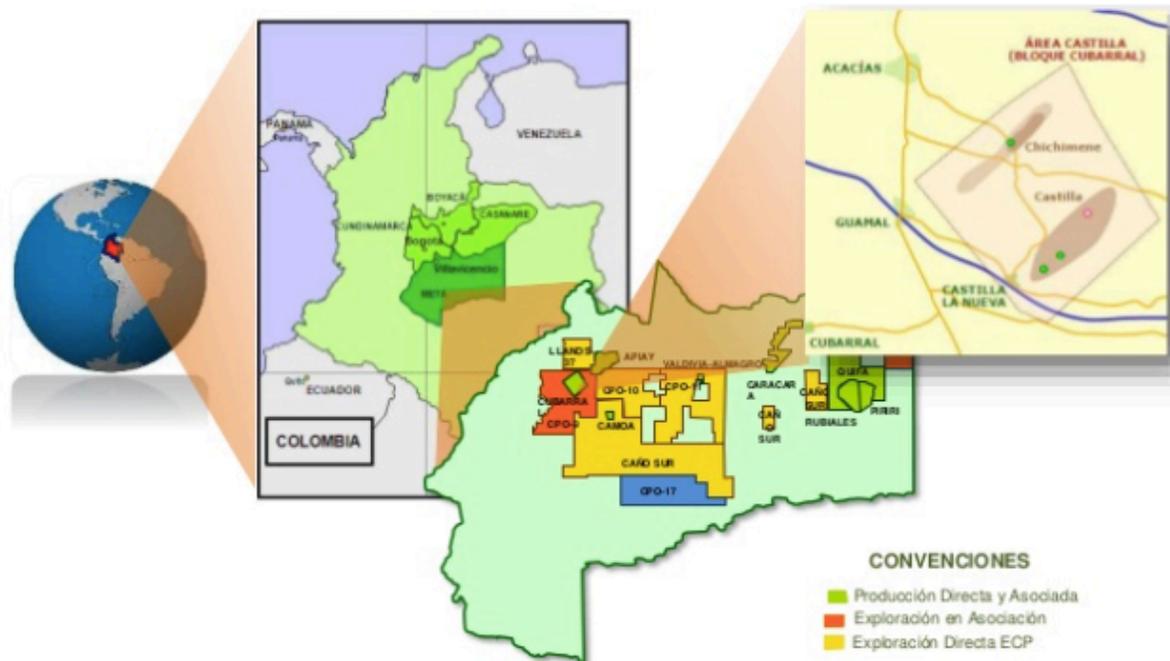
5.2.1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO

9.1.1.1. UBICACIÓN

Este campo productor ubicado entre los municipios de Castilla La Nueva y Acacias a 85 Km al sur de la ciudad de Villavicencio en el Departamento del Meta **[Fig. 3]**, es actualmente el mayor campo productor de Hidrocarburos manejado por Ecopetrol ya que aporta el 21% del total de la producción que maneja la empresa a su vez que aporta el 12% a la producción nacional.

Fue descubierto en el año de 1969 por Chevron. Castilla inicio producción en 1976 siendo abastecido en esta época por tres formaciones: mirador (10°API), Une y Guadalupe (13,5 °API), todas con crudo pesado **[Tabla.1]**. Actualmente, el campo es abastecido por la formación Guadalupe y cuenta con 500 pozos productores, los cuales tienen una producción promedio de 120 mil barriles por día (BPD) y se encuentran distribuidos en tres zonas: Castilla, Castilla este y Castilla norte. La producción es recolectada y tratada en tres estaciones al interior del campo: Castilla I, Castilla II y Estación acacias en donde se predisponen para ser

posteriormente enviados a refinería y a la vicepresidencia de transporte (VIT) de Ecopetrol.



[Fig.3]. Ubicación de Campo Castilla – Meta
Fuente: Personería de Villavicencio.

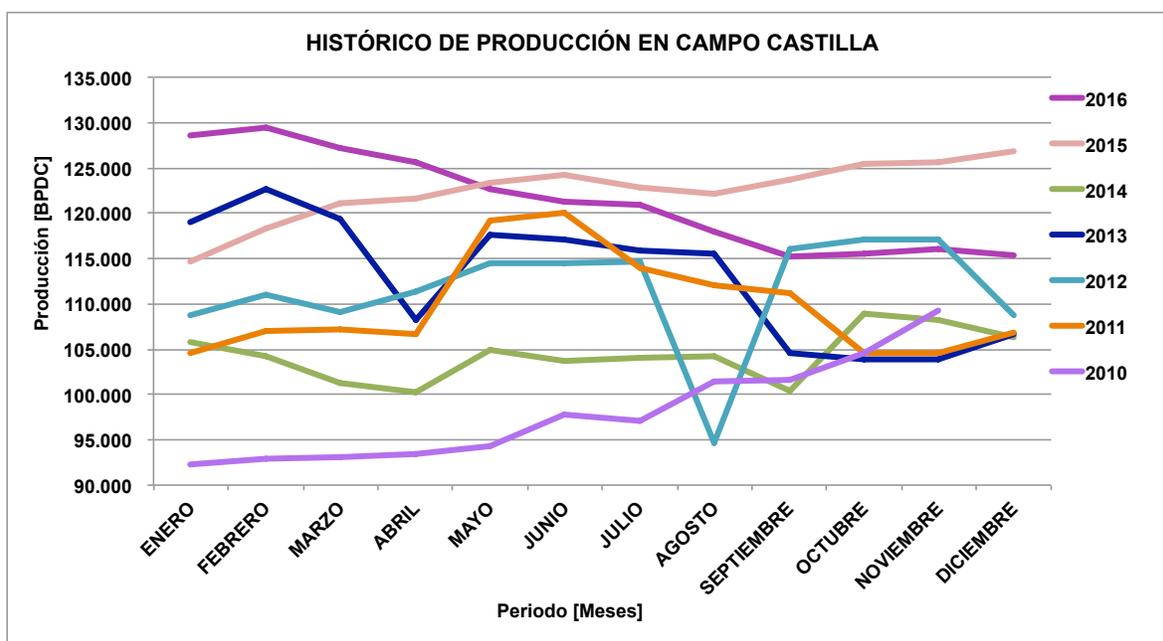
CARACTERÍSTICA	VALOR
Cemento asfáltico	83%
Solventes	17%
Azufre (% peso)	2,23%
Gravedad API (@15°C)	13,5° API
Densidad (@15°C)	0,9749 gr/Cm3
Saturados (% peso)	25,90%
Aromáticos (%peso)	46%
Punto de fluidez	(-) 9°C
Presión de vapor (@20°C)	0,7 Psi(g)
Resinas (%peso)	14,70%
Asfaltenos (%peso)	13,50%
Punto inicial de ebullición (@ 1 atm)	38,2°C
Punto de inflamación	82,7°C
Punto de auto ignición	405 °C

[Tabla.1]. Propiedades físico-químicas del crudo Castilla
Fuente: Quintero, C. [22].

5.2.2. PRODUCCIÓN DE CRUDO

Actualmente Campo Castilla es el segundo mayor campo productor de crudo en Colombia con una producción promedio anual de 121.363 BPD, siendo superado solamente por campo Rubiales, con un promedio de producción de 132949 BPD en 2016.²

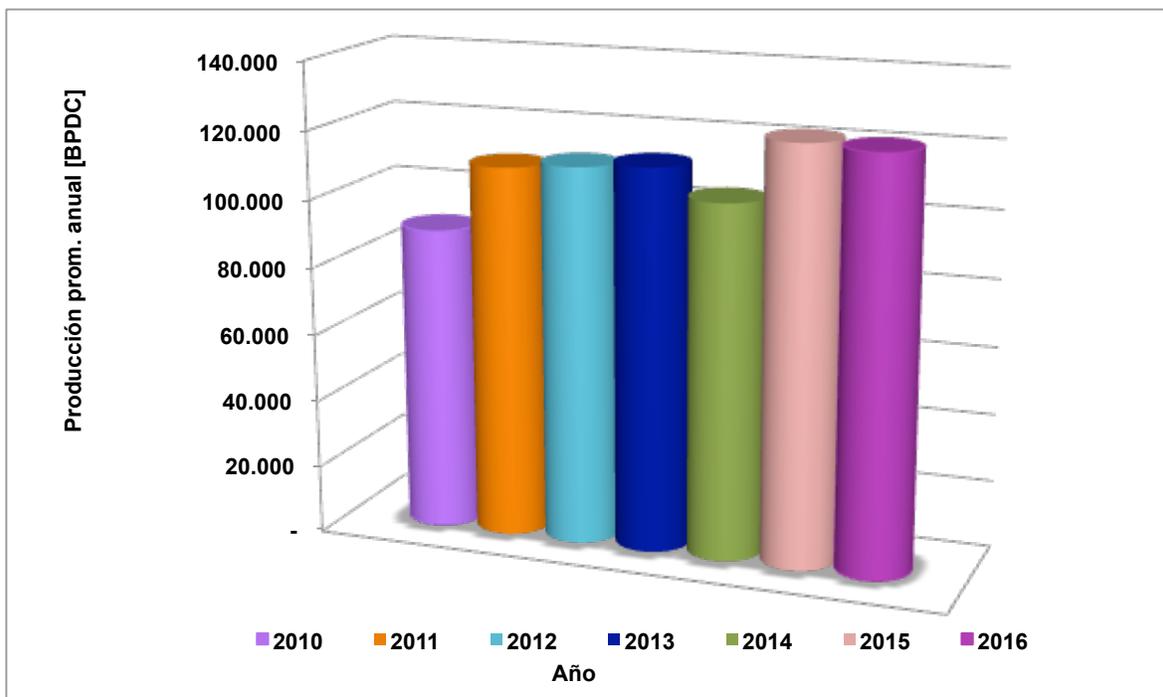
El campo históricamente presenta un comportamiento fluctuante [Fig.4], caracterizado en el primer trimestre del año por una producción superior al mismo periodo del año anterior (exceptuando los años 2014 y 2015 que inician con producciones menores a lo reportado en 2011 y 2013 respectivamente). De igual manera, se observa que los años que han presentado menores niveles de producción en esta década son 2010 y 2014, con un promedio anual de 89818 BPDC y 104383 BPDC [Fig.5]. La producción de crudo fiscalizado³ de 2016, respecto a 2015 disminuyó en un 1%, lo que equivale a 1154 BPDC. El promedio anual de producción para lo corrido de esta década es de 110.325 BPDC.



[Fig.4]. Histórico de producción de crudo fiscalizado de campo Castilla periodo 2010 – 2016 Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos y Ministerio de Minas y energía [19]; [21].

² Datos calculados con base en la información presenta por la Agencia Nacional de Hidrocarburos en el informe de “PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE PETRÓLEO POR CAMPO EN SUPERFICIE” para el año 2016.

³ El crudo fiscalizado hace referencia al petróleo que es monitoreado y tomado en consideración como volumen producido con la finalidad de que el estado colombiano tenga control sobre la producción de este hidrocarburo. De igual manera, la fiscalización del crudo permite determinar la participación que tendrá el Estado por concepto de esta actividad, dicha participación se da como asociado a través de Ecopetrol, o por concepto de regalías.



[Fig.5]. Histórico de producción promedio anual de crudo fiscalizado - campo Castilla 2010 – 2016
Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos y Ministerio de Minas y energía [19]; [21].

A futuro, Ecopetrol por medio de su plan volumétrico⁴ 2014 – 2039 presenta un pronóstico del comportamiento de la producción para el campo en estudio. Debe considerarse que el total de producción en Campo Castilla incluye la recuperación que se hace del hidrocarburo por medio del uso de técnicas de recobro mejorado⁵ así como de la disponibilidad de las reservas⁶ que posee el mismo.

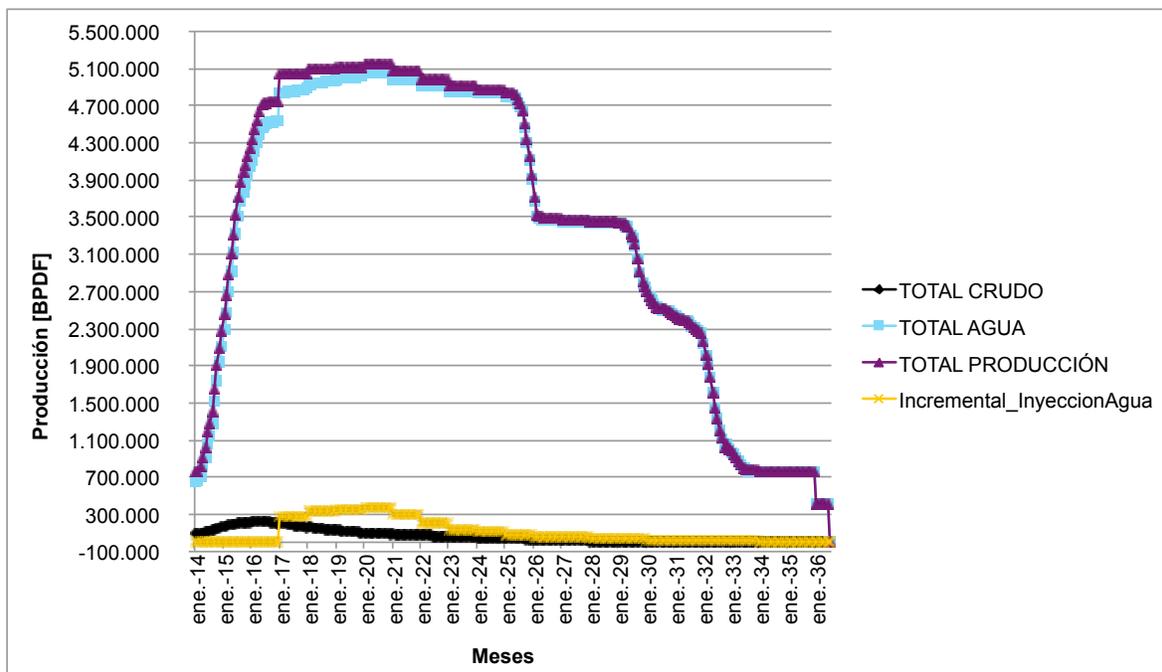
En la [Fig.6], se observa a primera vista, que actualmente los volúmenes de agua producidos son significativamente más altos que los de crudo, se tiene previsto que se alcance el mayor volumen de agua en diciembre de 2020 recuperándose en promedio 5'070.705 BPD, de los cuales 382.000 barriles aproximadamente corresponden a agua inyectada a pozo como método de recobro, por lo que el

⁴ **PLAN VOLUMÉTRICO:** Documento manejado por ECOPETROL, en el cual se encuentra consolidada información sobre la producción de crudo actual y futura (prospectiva) de los campos petroleros. Tiene en cuenta, todos los tipos de reservas y los incrementales tanto de agua como de crudo que se obtienen por la implementación de técnicas de recobro mejorado.

⁵ El **RECUBRO MEJORADO** hace referencia a todos aquellos métodos (físicos, químicos y fisicoquímicos) que son aplicados en campo (inyección de agua, aire o químicos) con la finalidad de aumentar la producción en yacimientos y su factor de recuperación o recobro para lograr obtener de esta forma el mayor volumen de hidrocarburos posible.

⁶ Las **RESERVAS PETROLERAS**, representan la posibilidad de futuros hallazgos que garanticen la continuidad de producción de los campos petroleros. Las mismas se clasifican de acuerdo a la certeza de posibilidad de existencia en: probadas, probables y posibles.

neto de producción de agua del yacimiento es alto, considerando que los pozos del área se encuentran en una etapa madura. De acuerdo al plan volumétrico, el tope de producción de crudo, debió haberse alcanzado en Mayo de 2016, con 235.101 BPD aproximadamente.



[Fig.6]. Proyecciones de producción para campo Castilla periodo 2014 – 2036

Fuente: Propia con información de Ecopetrol.

Teniendo en cuenta lo anterior y con la finalidad de esclarecer cada uno de estos términos, se exponen en la sección: “**GENERALIDADES DE LAS ETAPAS DEL UPSTREAM**” los tipos de reservas y los métodos de recobro mejorado que son tenidos en cuenta en el por Ecopetrol en Campo Castilla.

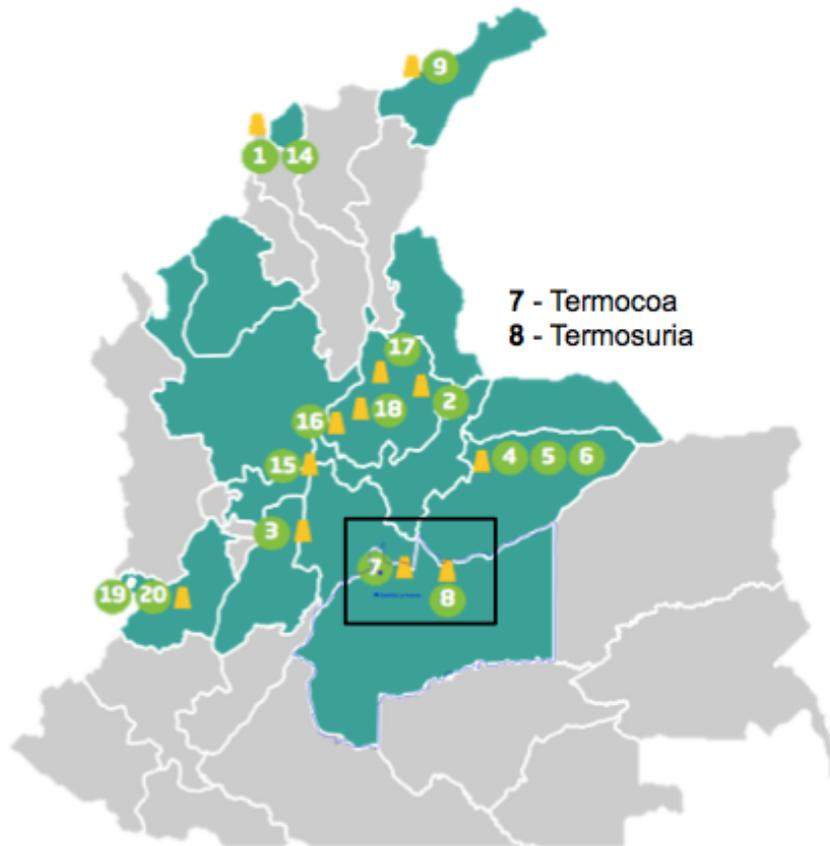
5.2.3. ABASTECIMIENTO ACTUAL DE ENERGÍA

5.2.3.1 TERMOELÉCTRICAS

Actualmente, campo Castilla cuenta con dos plantas de generación térmica (Ocoa y Suria) para apoyar parte de su consumo energético. [Fig. 7].

Termo-Ocoa, ubicada en la vía que de Villavicencio conduce a Acacías, entró en operación en el año 2002 con la finalidad de suministrar energía eléctrica a las operaciones petroleras que se desarrollan en Castilla la Nueva y Apiay. Esta termoeléctrica opera con el gas natural proveniente de Apiay y cuenta con una capacidad de generación de 40 MW (de acuerdo al reporte de promigas) y opera bajo cogeneración es decir genera tanto electricidad como calor [31]. Es manejada en conjunto con la Electrificadora del Meta S.A (EMSA).

Termo Suria, es también una central térmica a gas, posee una capacidad instalada de 39 MW, se encuentra ubicada en el municipio de Villavicencio e inició operaciones en 2009.



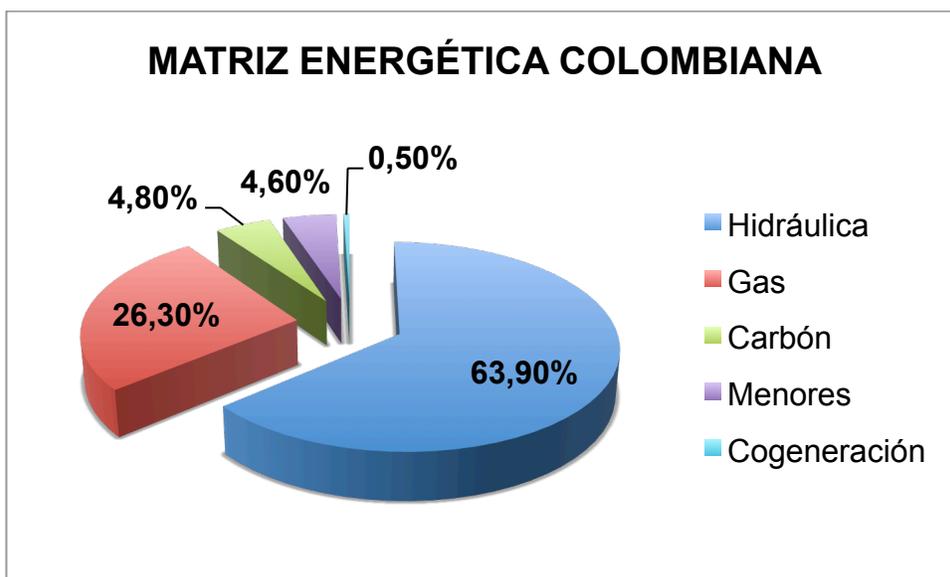
[Fig. 7]. Ubicación de las térmicas a gas Ocoa y Suria en el departamento de Meta.
Fuente: PROMIGAS. [31]

9.1.1.1. PLANTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CON GLP

Partiendo de los objetivos que tiene Ecopetrol dispuestos para diversificar su matriz energética hacia 2020 y con la finalidad de asegurar parte de su consumo de energía, se puso en marcha durante 2014 una planta de generación de energía eléctrica con base en Gas Licuado de Petróleo (GLP) proveniente de la planta de gas del campo Cusiana que se encuentra ubicado en el departamento del Casanare. Este proyecto inicialmente con los 16 MW de capacidad que posee, está destinado a abastecer la demanda de energía generada por la producción de crudo en campo castilla, posteriormente, con la instalación de 4 MW adicionales con los que se brindará confiabilidad eléctrica a los proyectos petroleros que se desarrollan en Castilla y Acacias en el departamento del Meta.

9.1.1.1. COMPRA DE ENERGÍA A LA RED

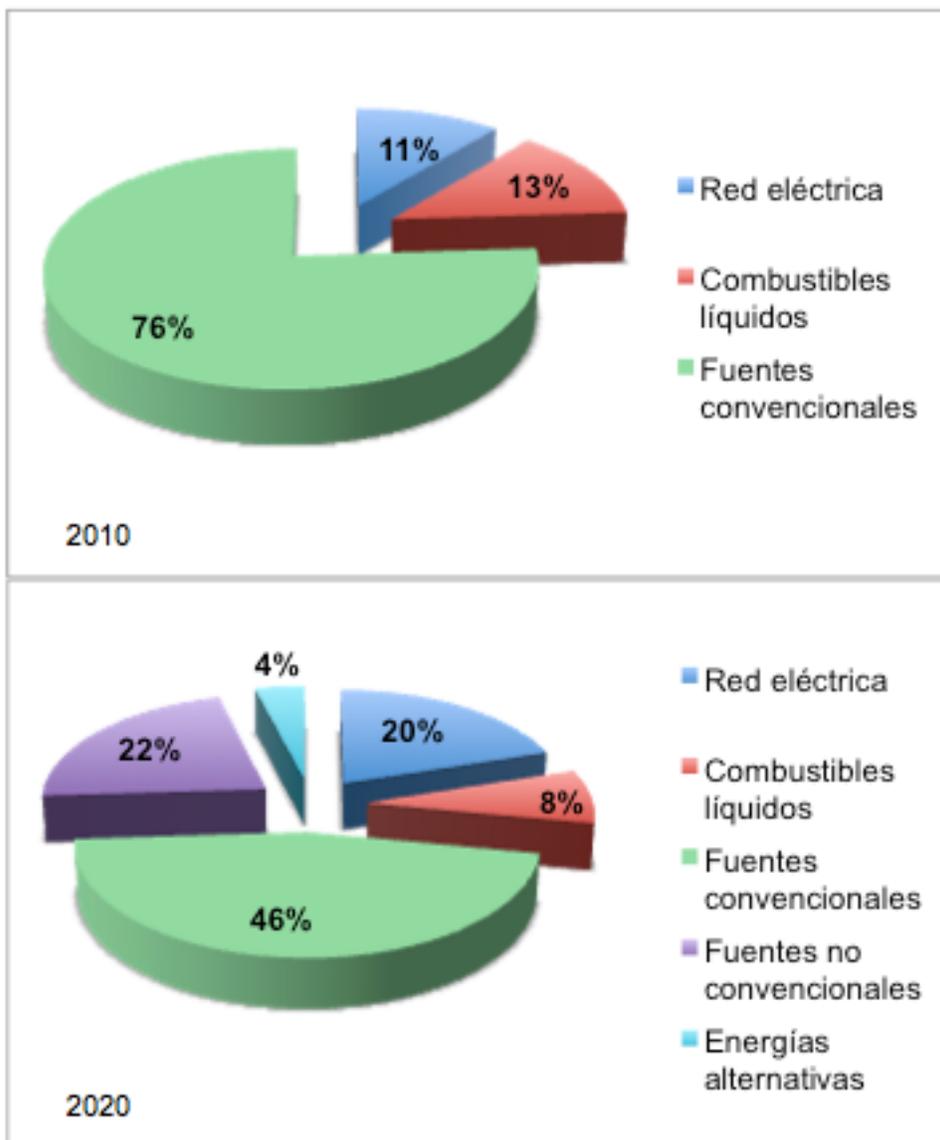
La matriz energética Colombiana **[FIG.8]** es mayoritariamente hidráulica. El aporte del recurso hídrico es de 67,7%, de este, el 3,8% lo aportan las pequeñas centrales hidráulicas (PCH's), en tanto las 17 hidroeléctricas existentes suplen el 63,9% restante. El segundo recurso con mayor participación en la canasta energética del país es el gas natural, ya que cuenta con una capacidad instalada de 26.3%, seguido por la generación térmica a carbón con un porcentaje de participación de 4,8%, las plantas de generación menores⁷ son las siguientes con 4,6% y finalmente cogeneración con 0,5%.



[FIG.8]: Participación por tecnología en la matriz eléctrica de Colombia año 2014
Fuente: UPME. Ideario energético 2050.

Para 2020 como se presenta en la **[Fig.9]**, Ecopetrol tiene previsto doblar el consumo de energía eléctrica proveniente de la red, respecto al presentado en 2010 **[Fig.9]**, lo cual puede considerarse como un aumento en el consumo de energía renovable. Esto, teniendo en cuenta que a 2016 la matriz energética Colombiana estaba compuesta en su mayoría por generación hidráulica y que se prevé (según prospectivas de la UPME en su Ideario Energético Colombia 2050), para 2020, la canasta energética del país incluya además una mayor participación de renovables como solar y eólica respecto a lo disponible en 2014, año en el que se contaba con entre 9 MW y 11 MW de energía solar y con 19,5 MW de eólica.

⁷ **PLANTAS MENORES:** Son consideradas de esta manera, las plantas que no son despachadas centralmente (PNDC), es decir aquellas que pueden participar en el mercado mayorista de energía pero sin que su producción diaria sea definida o programada por el centro nacional de despacho de energía, por lo tanto, son plantas que no están obligadas a declarar sus precios de generación de energía. <http://www.portafolio.co/opinion/analisisplantas-menores-y-precio-%25E2%2580%2598spot%25E2%2580%2599-colombia>



[Fig.9]. Composición de la matriz energética de Ecopetrol Año 2010.
Fuente: Ecopetrol [23].

5.3. GENERALIDADES DE LAS ETAPAS DEL UPSTREAM

5.3.1. LEVANTAMIENTO

Los sistemas de levantamiento artificial (SLA) son empleados cuando el pozo pierde su capacidad de levantamiento natural, es decir, cuando el diferencial de presiones existente entre el fondo de pozo y la superficie disminuye haciendo que el fluido sea incapaz de subir por el mismo, por lo tanto, los SLA constituyen métodos externos para adicionar energía al pozo o para disminuir la densidad de los fluidos con la finalidad de evitar tanto los cabeceos del mismo como aumentar

la producción. Existen diferentes métodos de levantamiento: Bombeo mecánico (BM), electrosumergible (BES), hidráulico (BH), por cavidades progresivas (BCP), gas lift y pluger lift, sin embargo, sólo será abordado el BES ya que es este, el que se implementa en campo Castilla.

El sistema de bombeo electro sumergible suministra energía extra en el fondo del pozo facilitando así el flujo del fluido. Son implementados tanto para la producción de crudos pesados y extrapesados como en pozos con alto potencial y volumen de producción. En este SLA, se emplean bombas electrosumergibles, que son bombas centrifugas de múltiples etapas capaces de generar la presión estática necesaria para levantar el fluido.

Esta etapa del upstream, generalmente hace referencia al manejo del crudo que se tiene pronosticado esta en reservas, teniendo en cuenta que los tipos de reservas manejados por Ecopetrol son:

- **RESERVAS BÁSICAS:** Según la Petroleum Resources Management System (PRMS) este tipo de reservas hacen referencia a “reservas probadas desarrolladas en producción”. Para el caso concreto de Ecopetrol, las mismas representan tanto el volumen de crudo que se produce actualmente como el volumen futuro de producción, ya que este puede ser estimado por medio del uso de curvas de declinación.
- **RPND:** Reservas Probadas No desarrolladas, es decir representa aquellas cantidades de crudo que pueden ser recuperadas comercialmente a partir de determinado periodo de tiempo. La estimación de las mismas se hace a partir del análisis de datos de ingeniería y geociencias y mediante el uso de modelos probabilísticos.
- **RNPPr:** Reservas No Probadas Probables. Son aquellas cuyo análisis de ingeniería y geociencias indican que son menos probables de ser recuperadas que aquellas probadas⁸, pero que a la vez poseen mayor certeza en recuperación que aquellas posibles.
- **RNPPo:** Reservas No Probadas Posibles. Son aquellos volúmenes de hidrocarburos que por medio de estudio de ingeniería y geociencias se estima que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables. Cuentan con sólo 10% de oportunidad de que lo que realmente se extraiga sea igual o mayor a lo que se había pronosticado.
- **CONTINGENTE:** Son cantidades de crudo estimadas a ser potencialmente

⁸ **RESERVAS PROBADAS:** Son cantidades de hidrocarburo estimado a ser recuperable en el futuro por medio de estudio de ingeniería y geociencias, sin embargo poseen mayor certidumbre que las probables y posibles Este tipo de reservas son las que aportan la producción, por lo tanto son de gran valor comercial.

recuperadas en una fecha dada sin embargo no son consideradas como reservas debido a que para la obtención del hidrocarburo existen una serie de barreras tecnológicas o comerciales.

5.3.2. RECOBRO

El concepto de recobro mejorado fue descrito anteriormente en la sección: “**PRODUCCIÓN DE CRUDO**”. A continuación se describen los tipos de recobro⁹ implementados en campo Castilla.

- **RECOBRO POR INYECCIÓN DE AGUA:** Este tipo de recuperación (recuperación secundaria) hace parte de las técnicas de recobro mejorado y consiste en la inyección de agua a través de un pozo inyector aumentando así la presión en las rocas saturadas con petróleo, logrando que el crudo se desplace hasta el pozo productor.
- **RECOBRO QUÍMICO:** Este tipo de recobro mejorado consiste en la inyección de agua con compuestos químicos (Polímeros y soluciones micelares poliméricas, surfactantes, soluciones alcalinas o Mezclas de todos los anteriores) para aumentar la viscosidad de la misma con la finalidad de mejorar la movilidad entre agua y crudo logrando con esto, un mejor barrido del hidrocarburo. Los químicos adheridos al agua a su vez disminuyen tensión superficial entre los dos compuestos mejorando el desplazamiento de crudo.
- **RECOBRO TÉRMICO:** Consiste en la generación de frentes de combustión, por medio de la quema de determinada cantidad de crudo en el yacimiento, esto se logra por medio del uso de un quemador, el cual es bajado a pozo (diferente al productor) y al que posteriormente se le inyecta aire hasta que logre el encendido, una vez se tiene una combustión estable, se retira el calentador pero se continua la inyección de aire con la finalidad de mantener el avance del frente de combustión, el cual favorece la disminución de la viscosidad del crudo por medio de un aumento en su temperatura, facilitando así su desplazamiento hacia el pozo productor.

5.3.3. TRATAMIENTO

Durante la explotación de hidrocarburos no sólo se extrae crudo, ciertas cantidades de agua y gas son obtenidas dependiendo de las características propias del pozo. Se debe tener en cuenta que a medida que este llega a una etapa madura, la cantidad de agua que sube a superficie puede superar la de crudo en proporciones de hasta 14/1. Esta agua, (conocida como agua de

⁹ Definiciones tomadas del Artículo: “Caracterización de equipos en la estación de tratamiento Castilla II” de **Plata, K & Muñoz, Y.**

proceso¹⁰) debe ser tratada antes de ser utilizada como agua de inyección en pozo o antes de ser vertida a efluentes cercanos al sitio de extracción. De igual manera Castilla al manejar crudo pesado (API^o 12) debe someterlo a una serie de tratamientos antes de que sea distribuido, esto con la finalidad de disminuir el índice BS&W¹¹, reducir sus volúmenes de agua y aumentar su viscosidad.

Para tal propósito, Campo Castilla cuenta con tres estaciones de tratamiento: Castilla I; Castilla II; y Acacias, cada una de las cuales se encarga de tratar las corrientes provenientes de los pozos de producción que se encuentren en su área de influencia.

5.3.3.1. MÉTODOS PARA EL TRATAMIENTO DE CRUDO

El tratamiento de las emulsiones crudo - agua en la industria petrolera es indispensable ya que a través del mismo se logra la recuperación total de crudo a la vez que logra disponerse toda el agua de proceso para su posterior tratamiento. Los métodos abordados para lograr la desemulsificación de las sustancias son:

- **Método gravitacional:** Consiste en el aprovechamiento de las densidades propias de los fluidos en emulsión (crudo y agua). El crudo al ser una sustancia oleosa y con menor densidad que el agua, subirá a la superficie, en tanto el agua se precipita al fondo del tanque, esto, dando un tiempo de residencia adecuado a la mezcla.
- **Método químico:** La separación de crudo – agua en este caso se logra mediante la inyección de sustancias desemulsificantes¹², las cuales debilitan la tensión superficial del agua lo que favorece que las gotas de agua coalescan.
- **Método térmico:** Consiste en la adición de desemulsificantes a la mezcla crudo-agua y posteriormente mediante el sometimiento de la misma a calor, el agua se sedimenta ya que este químico permite que el agua coalesca. En tanto el crudo por acción del calor disminuye su viscosidad subiendo a la superficie.

¹⁰ **AGUA DE PROCESO:** Es aquella que está presente en un yacimiento y es llevada a superficie durante la etapa de explotación de hidrocarburos. La calidad de dicha agua depende de la región de explotación, de la geología de la formación y de los procesos que se usan para la recuperación del crudo.

¹¹ **BS&W:** Hace referencia a la cantidad de agua y sedimentos que pueden ser obtenidos en el proceso de explotación del hidrocarburo.

¹² **DESEMULSIFICANTE:** Son sustancias químicas surfactantes que permiten el rompimiento de la película rígida presente en la interfaz crudo-agua facilitando la coalescencia del agua lo que favorece la posterior separación de las mismas.

- **Método eléctrico:** Consiste en la aplicación de voltajes altos a las emulsiones lo que estimula y provoca la coalescencia del agua por efecto de las cargas eléctricas de sus moléculas que tienden a unirse.
- **Método mecánico:** Consiste en la deshidratación del crudo mediante el uso de agentes químicos entre los que se encuentran:
 - **Lavado:** Se hace pasar la emulsión a través de un colchón de agua caliente que facilita la separación de los fluidos al hacer que el agua coalesca.
 - **Filtrado:** Consiste en hacer pasar la emulsión a través de filtros que retengan las moléculas de agua para su posterior decantación.
 - **Tratador térmico:** Consiste en el sometimiento de la emulsión a temperaturas y presiones que permiten la separación del crudo y el agua.
 - **Tratador termoelectrostático:** Consiste en el sometimiento de la emulsión a presiones altas para facilitar la separación de las sustancias en ella.

7.1.1.1.3. UNIDADES EN CAMPO CASTILLA

Las unidades dispuestas en campo Castilla para el tratamiento de crudo son:

- **Tanque de prueba:** En este tanque se establece la cantidad de BS&W que posee el crudo proveniente de los diferentes clústeres.
- **Tanque sumidero:** Recolecta el crudo dispuesto a muestreo (una vez sale del tanque de prueba) para posteriormente reingresarlo al tratamiento direccionándolo a los tanques de surgencia.
- **Tanque de compensación:** Este tanque funciona como separador de segunda etapa a la vez que crea la contrapresión necesaria para que se cree una cabeza de presión positiva que dirige el fluido hacia las bombas trasiego.
- **Tanque de lavado:** Hace parte de la etapa de deshidratación de crudo. En esta unidad se hace pasar el hidrocarburo a través de un colchón de agua que favorece la coalescencia de las mismas facilitando la separación de las sustancias emulsionadas. De igual manera, se da al crudo un tiempo de residencia necesario con la finalidad de retirar la mayor cantidad de agua posible. Esta constituye la penúltima etapa de tratamiento de crudo, una vez este pasa esta unidad es enviado al tanque de surgencia.

- **Tanque de surgencia:** Reciben el crudo proveniente de los tanques de lavado. Aquí el crudo aún tiene presente cierta cantidad de agua, por lo que su función es darle a dicha mezcla un tiempo de retención determinado con la finalidad de que el agua y el crudo se separen, facilitando así la remoción de esta primera.
- **Tanque de almacenamiento:** Su función principal es la de contener el crudo que ya está listo para ser distribuido tanto a la refinería de barranca como a la VIT.

9.1.1.1. ACONDICIONAMIENTO DEL AGUA DE PRODUCCIÓN

Como resultado del proceso de explotación o producción de hidrocarburos, el agua de proceso llega a superficie en forma de mezcla o emulsión¹³ siendo en el primer caso mucho más sencilla de separar puesto que las cantidades de agua contenidas en la masa de crudo son grandes. Sin embargo, cuando se presentan emulsiones, el agua contenida en el crudo viene en forma de pequeñas gotas lo que requiere más esfuerzo para lograr separarlas.

La disposición de las aguas de proceso en la industria petrolera, comprende 3 métodos tradicionales entre los que se encuentran:

- La inyección a yacimiento como parte de técnicas de recobro mejorado.
- La inyección del agua como disposal (vertimiento subterráneo) siendo esta una alternativa de eliminación o fin de uso de dicha agua.
- Vertimiento a superficie.

Para cada uno de estos casos, el agua recibe un tratamiento diferente (tratamientos físicos, químicos y biológicos que permiten eliminar sustancias contaminantes en el agua.), con la finalidad de que cumpla con las condiciones requeridas según la disposición que se le vaya a dar. En el caso de campo Castilla, el agua de proceso que se trata con la finalidad de ser reinyectada a pozo, para lo cual debe tener una calidad de 2 ppm de aceite en agua y 2 ppm del total de sólidos suspendidos (TSS).

Los tipos de tratamiento que se disponen para las aguas de proceso en la industria petrolera son:

- **Sistemas abiertos:** Son sistemas aerobios, en los cuales el agua tiene contacto con el oxígeno del aire, con la finalidad de eliminar el ácido sulfúrico (H₂S) y el dióxido de carbono (CO₂) presente en la misma. En este tipo de sistemas, se adicionan sustancias químicas para mantener estables

¹³ **EMULSIÓN:** Es una mezcla heterogénea conformada por dos o más sustancias que se presentan en forma de gotas pequeñas con tamaños generalmente superiores a las 10 micras.

los niveles de O_2 en el agua. Un ejemplo de este tipo de sistemas son las piscinas de oxidación y sedimentación.

- **Sistemas cerrados:** Son sistemas anaerobios, en los cuales el agua no tiene contacto con el oxígeno atmosférico, con la finalidad de evitar que sustancias minerales presentes, como el hierro se oxiden y corroan equipos.

5.3.3.4. EQUIPOS PARA EL TRATAMIENTO DE AGUA DE PRODUCCIÓN

- **Tanque desnatador (skim tank):** Son utilizados para dar el tiempo de retención suficiente al agua en tratamiento con la finalidad de que se puedan desarrollar los procesos de coalescencia y separación gravitacional. Este tipo de tanques pueden ser a presión o atmosféricos, de igual manera pueden ser horizontales o verticales.
- **Separador API:** Los separadores API, aprovechan el diferencial de densidades existente entre el crudo y el agua, para lograr separar las dos sustancias.

Durante la **fase aceitosa**, se lleva a cabo la separación del crudo del agua por medio de flotación, ya que el aceite sube a superficie. En tanto durante la **fase de lodos**, se tiene que la densidad del crudo es mayor que la del agua por tal razón tiende a asentarse, razón por la que debe retirarse por medio de sedimentación. El proceso en este tipo de separadores, cuenta con un tiempo de residencia suficiente para que el lodo se sedimente y el aceite suba a superficie.

- **Platinas Coalescedoras:** Consiste en una serie de láminas ubicadas de forma paralela y a cierta distancia entre ellas. La finalidad de las mismas, es hacer que el caudal que pasa a su través sea menos turbulento lo que permite una separación más uniforme de la capa de aceite del agua.
- **Interceptor de platinas paralelas:** Son útiles en la medida en que permiten remover pequeñas cantidades de aceite que se encuentre atrapado en agua, sin embargo cuando la mezcla es emulsionada no son eficientes. Consiste en una serie de placas dispuestas de manera ascensional en el interior de un tanque, haciendo con esto que la mezcla agua – sedimentos - aceite fluya a través de ellas, los sedimentos por su densidad, se precipitan al fondo de donde son removidos, el agua se ubica en la zona media, en tanto el crudo es forzado a fluir a la parte superior del tanque, formando una capa de donde puede ser recuperado fácilmente.
- **Interceptor de placas corrugadas:** Es un conjunto de celdas en las que se realiza la separación parcial de crudo, agua y sedimentos. Se describe en la

sección: “**DEMANDA DE ENERGÍA – CARACTERIZACIÓN – PLANTAS DE TRATAMIENTO**” .

- **Unidades de flotación:** Este tipo de unidades se basan en la separación a partir de dos principios: el de arrastre y el gravitacional, siendo el primero el que predomina y consiste en la inyección de gas a la mezcla crudo-agua, facilitando la separación de los fluidos, en tanto el segundo principio se ve implícito en este método de separación en un menor porcentaje. Existen dos sistemas diferentes de flotación: Sistemas de flotación por gas disuelto y Sistemas de flotación por gas disperso, los cuales son explicados en la sección “**DEMANDA DE ENERGÍA – CARACTERIZACIÓN – PLANTAS DE TRATAMIENTO**” .

- **Piscinas:** Este tipo de procesos consisten en el aprovechamiento del principio de gravitación por el cual se logra separar los diferentes compuestos. Son implementados como método secundario de tratamiento de las aguas de proceso, con la finalidad de que al dar cierto tiempo de resiliencia a las aguas se logre separaciones adicionales antes de realizar el vertimiento. Existen diferentes tipos de piscinas y la diferencia entre ellas es la profundidad de las mismas, entre estas están:
 - **Piscinas aeróbicas:** Con profundidades entre los 0,5 m y 1m. Se da la oxidación del material orgánico en suspensión presente en el agua, gracias a la acción de microorganismos que aprovechan la presencia de oxígeno.

 - **Piscinas anaeróbicas:** En caso contrario, los microorganismos presentes en estas piscinas oxidan el material orgánico en ausencia de oxígeno. Las profundidades de este tipo de piscinas oscila entre 2 m y 4 m.

 - **Piscinas facultativas:** Es una combinación de las dos anteriores, en donde hay microorganismos que trabajan tanto en presencia como en ausencia de oxígeno removimiento más rápidamente las cargas de material orgánico. Su profundidad varía entre 1m y 2m.

 - **Piscinas de sedimentación:** Este tipo de piscinas tiene la finalidad de airear el agua para disminuir la temperatura de la misma y remover trazas a H₂S y CO₂ que pueda contener. Opera por gravimetría y generalmente utiliza como clarificante el sulfato de aluminio para acelerar la precipitación de sólidos.

5.3.3.5. ACONDICIONAMIENTO DEL GAS

El gas que se obtiene del proceso de extracción de crudo es dependiente del tiempo de producción de los yacimientos, es decir, cuando se alcanza la etapa madura de la explotación generalmente se aumenta el volumen de gas y agua obtenido, sin embargo, la producción de gas depende y se relaciona directamente con las características que posea la formación desde la cual se obtenga el crudo. En el caso de Castilla, la formación Guadalupe posee muy bajo volúmenes de gas por lo que la producción del mismo no es significativa.

Generalmente, a nivel industrial, el gas que se obtiene puede o no ser utilizado. En el primer caso, Puede ser condensado para obtener Líquidos de gas natural (LGN) o tratado para obtener gas natural (GN), dicho tratamiento consiste en la remoción de trazas como azufre y en caso de no se utilizado, puede ser quemado en teas o dejarse libre al ambiente, constituyendo emisiones fugitivas.

5.4. FUNDAMENTOS DE LAS TECNOLOGÍAS RENOVABLES A CONSIDERAR

5.4.1. RECURSO SOLAR

5.4.1.1. GENERALIDADES

El sol emite diariamente gran cantidad de radiación solar, la cual debe viajar alrededor de 149.600.000 km hasta llegar a la tierra, una vez en la atmosfera inicia el proceso de división de la misma para llegar a la superficie terrestre, de esta manera, la radiación que se puede aprovechar se divide en:

- **RADIACIÓN DIRECTA:** Corresponde a aquella que logra atravesar la atmósfera sin ningún cambio de dirección.
- **RADIACIÓN DIFUSA O DISPERSA:** Es aquella que se mantiene luego se sufrir fenómenos de difusión y reflexión los cuales son causados principalmente por la nubes.
- **ALBEDO:** Es la radiación que se genera en horas pico solares del día.

El recurso solar es una constante con la que se cuenta los 365 días del año lo que hace factible su implementación en casi cualquier zona del mundo que posea una disponibilidad diaria del mismo y cuya geografía no presente barreras para la instalación y adecuación de los paneles solares. La energía solar puede ser aprovechada de dos formas diferentes: Térmica o fotovoltaica, esta segunda será descrita más ampliamente debido a que es la tecnología a considerar en el estudio.

5.4.1.2. TIPOS DE APROVECHAMIENTO

5.4.1.2.1 *ENERGÍA SOLAR TÉRMICA*

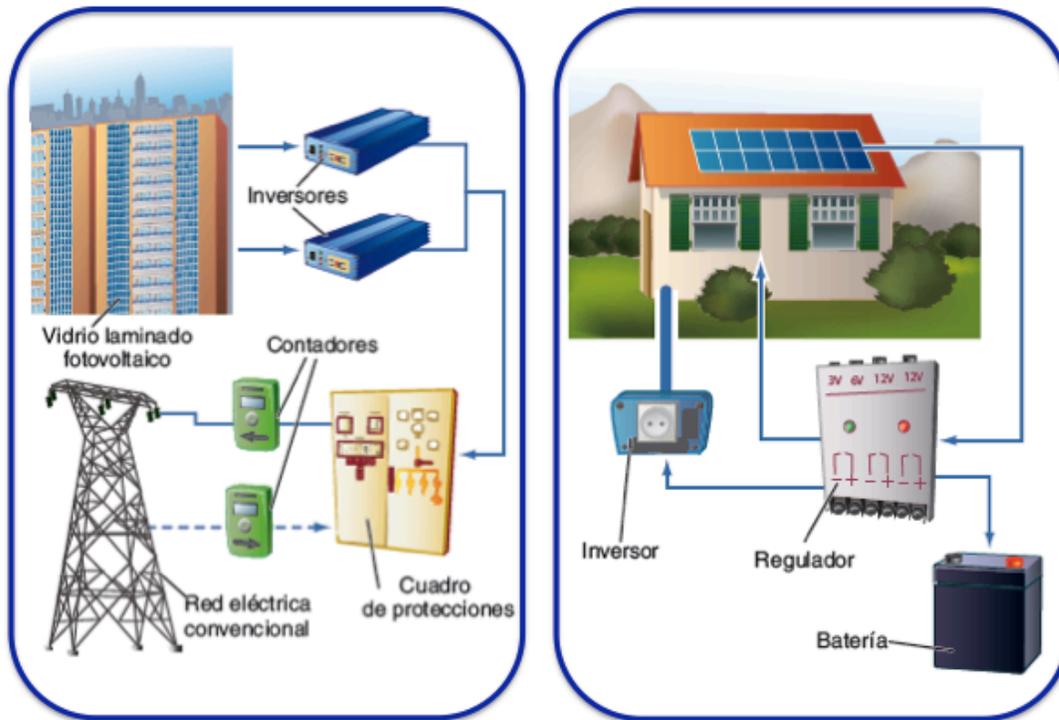
También conocida como energía termosolar, consiste en la conversión de la energía lumínica en energía térmica. Puede ser utilizada tanto para calentamiento de agua, como para calefacción de edificios o generación de calor para procesos industriales. Las dos primeras, presentan un nivel de desarrollo más elevado debido a que son implementadas a pequeña escala como sistemas de soporte en viviendas.

5.4.1.2.2. *ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA*

Consiste en la conversión de la energía lumínica en energía eléctrica. En este proceso se utilizan los denominados paneles o celdas solares, que permiten llevar a cabo el proceso de conversión. Con este tipo de tecnologías se utiliza sólo la parte positiva del haz de luz (Fotones), que al entrar en contacto con la banda de electrones del material semiconductor del que está hecho el panel, inducen movimiento, lo que genera corriente eléctrica. Dicha corriente es continua por lo que debe ser convertida a corriente alterna mediante el uso de inversores si quiere inyectarse a la red eléctrica, en tanto puede ser almacenada directamente en baterías¹⁴ para usos posteriores.

Las instalaciones fotovoltaicas, pueden ser autónomas o conectadas a red **[Fig.10]**. En el primer caso, son instaladas para el autoabastecimiento eléctrico o consumo in-situ, lo que representa una alternativa de electrificación para las zonas no interconectadas (ZNI) o aisladas. En estos casos, mediante la implementación de una serie de baterías se puede almacenar la energía generada por medio de los módulos fotovoltaicos, quedando disponible para cuando se requiera. Para instalaciones solares conectadas a red (mayor generación), es necesaria la implementación de contadores bidireccionales, en los que se registra tanto el consumo como la inyección de energía eléctrica que se hace a la red. De la misma manera, en este tipo de instalaciones es necesario el uso de inversores que convierten la corriente continua que se genera en los paneles a corriente alterna, para poder inyectarla a la red eléctrica.

¹⁴ Cabe resaltar que en caso de almacenarse la energía producida con los módulos fotovoltaicos, es necesaria la implementación de reguladores ya que estos evitarán desgastes en los ciclos de carga y descarga de las baterías.



[Fig.10]. Componentes en una instalación fotovoltaica conectada a red (Izq.). Componentes de una instalación fotovoltaica aislada (Der.).

Fuente: [37].

En este caso de estudio si bien se utilizará la energía fotovoltaica como alternativa destinada a autoconsumo, no se implementarán baterías debido a la gran carga energética que representa el campo, lo que requiere el uso directo de la energía producida. Al respecto, se describirán los componentes que hacen parte de las instalaciones conectadas a red (ya que en este caso funcionaría de manera similar): Módulo solar e Inversor¹⁵.

5.4.1.2.2.1. COMPONENTES

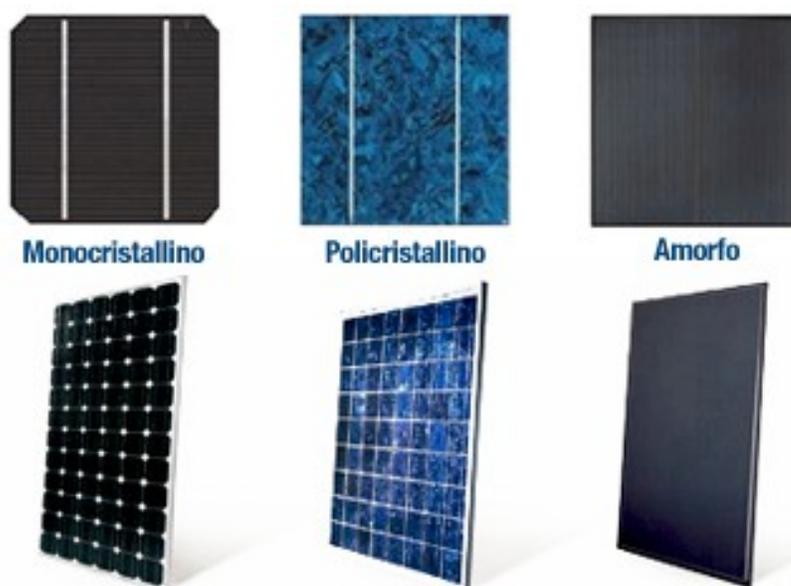
i. Panel o módulo solar

Un módulo solar es una unidad fotovoltaica que está compuesta por una serie de celdas solares conectadas en serie o paralelo (dependiendo del nivel de tensión e intensidad eléctrica para la cual sea diseñado) y dispuestas sobre un soporte o marco generalmente de aluminio. Las celdas solares son el elemento principal del panel, ya que en las mismas se lleva a cabo el efecto fotovoltaico que permite la inducción de corriente y posterior generación de energía eléctrica a partir de la liberación de la energía lumínica que poseen los fotones de luz, al incidir sobre el material semiconductor del cual las células están fabricadas (Silicio).

¹⁵ No se consideran los contadores bidireccionales, debido a que no se pretende inyectar energía a la red.

Tipos de módulos solares

- **Células de silicio monocristalino:** Este tipo de celdas solares tienen una estructura cristalina ordenada, se obtienen con silicio puro fundido. Poseen la eficiencia más alta de este tipo de tecnología, ya que oscila entre 15% y 28% para aplicaciones convencionales. A nivel de laboratorio, se han obtenido eficiencias de hasta 24%. Su corte típico se da en obleas con los bordes achatados. **[Fig.11].**
- **Células de silicio policristalino:** Este tipo de células se obtiene de igual manera a partir de silicio puro fundido, sin embargo su particularidad se encuentra en las varias tonalidades de azules que posee. La eficiencia que alcanza este tipo de celdas es de entre 12% y 14% para aplicaciones comunes, en tanto para laboratorio oscila entre 19% y 20%. **[Fig.11].**
- **Células de silicio amorfo:** Las células de silicio amorfo son las que poseen menor eficiencia en comparación con las dos mencionadas anteriormente, ya que la misma se encuentra con valores inferiores al 10%. En pruebas de laboratorio ha llegado a alcanzar una eficiencia de 16%. La particularidad de este tipo de células es que permite captar además de la radiación directa, la radiación difusa, por tal razón son una opción a considerar en sitios en donde se tenga una nubosidad alta. De igual manera, su tonalidad marrón es un distintivo de este tipo de tecnología y tiene la ventaja de ser uniforme, es decir, la dimensión del semiconductor es dimensión del módulo. **[Fig.11].**



[Fig.11]. Tipos de módulos y celdas solares.

Fuente: Google Images.

ii. Regulador

Para instalaciones aisladas, este elemento es indispensable puesto que cumple la función de evitar situaciones de sobre carga (dado que los módulos solares tienen una tensión nominal mayor que la de la batería) y descarga profunda en la batería, lo que permite ampliar la vida útil de la misma.

iii. Baterías

Los acumuladores o baterías son dispositivos que son capaces de transformar la energía química en eléctrica. Son usadas en instalaciones de fotovoltaicas para almacenar la energía generada por los paneles y ser utilizada posteriormente. En este tipo de instalaciones, las baterías cumplen tres funciones principales:

- Almacenar energía durante determinado periodo (días)
- Proporcionar potencia instantánea elevada
- Fijar la tensión de trabajo de la instalación

Los factores que deben tenerse en cuenta al realizar la selección del acumulador son:

- La **capacidad** que tenga el mismo, es decir, la cantidad de electricidad [Ah] que pueda ser obtenida de la batería en un ciclo de descarga completa partiendo de un estado de carga total.
- La **eficiencia de carga** ya que hace referencia a la relación existente entre la energía necesaria para recargar la batería y la energía que realmente es almacenada en la misma. Si la relación obtenida es baja, se debe aumentar el número de módulos solares instalados y conectados al acumulador con la finalidad de que suplan los requerimientos de funcionamiento del mismo.
- Dentro de la eficiencia de carga están:
 - La capacidad de autodescarga, la cual hace referencia a la energía que se pierde cuando la batería está sin uso.
 - La profundidad de descarga que hace referencia a la cantidad de energía que se obtiene del acumulador partiendo del acumulador totalmente cargado.

Tipos de baterías

- **BATERÍA DE PLOMO ÁCIDO:** Este tipo de baterías consisten en dos electrodos de plomo y un electrolito que es una solución de agua destilada y ácido sulfúrico. Son las más usadas actualmente debido al bajo costo que presentan.

- **BATERÍA NIQUEL – CADMIO:** Este tipo de colectores, son generalmente recargables y empleados en aplicaciones domésticas e industriales. Utilizan un cátodo de hidróxido de níquel y un ánodo de un compuesto de cadmio. El electrolito es de hidróxido de potasio. Estos materiales permiten recargar la batería una vez está agotada, sin embargo poseen poca capacidad. Este tipo de batería, admite sobrecargas es decir permite continuar con proceso de carga aunque está ya no posea más capacidad de almacenamiento. Es resistente a altas temperaturas de operación.
- **BATERÍAS DE NIQUEL – METAL – HIDRURO:** Este tipo de baterías también conocidas como baterías de níquel-hidruro metálico (Ni-MH) son recargables. Utilizan oxihidroxido de níquel como ánodo, en tanto una aleación de hidruro metálico como cátodo. Este tipo de acumuladores poseen una mayor capacidad de carga en comparación con una baterías de Ni-Cd, sin embargo su tasa de autodescarga es mayor en comparación a las de Níquel cadmio.
- **BATERÍAS DE ION DE LITIO:** Este tipo de baterías, también son denominadas baterías Li-ion y emplean como electrolito una sal de litio. Son menos pesadas y ocupan menos volumen que las de tipo Ni-MH, Ni-Cd y Plomo. Durante toda la descarga, el voltaje que manejan es prácticamente constante, lo que evita la necesidad de circuitos reguladores. Ofrecen un rendimiento inferior a las baterías de Ni-Cd o Ni-MH a bajas temperaturas, lo que reduce su duración hasta en un 25%. Soportan un número limitado de cargas: entre 300 y 1000 menos que una batería de Ni-Cd e igual que las de Ni-MH.

iv. Inversor

Los inversores, son elementos indispensables dentro de las instalaciones fotovoltaicas, ya que los mismos permiten la conversión de corriente continua (producida por el modulo), en corriente alterna A 220V Y 60 Hz.

CARACTERÍSTICAS DE LOS INVERSORES

Algunas de las características que tienen que cumplir estos componentes de la instalación fotovoltaica son:

- **ALTA EFICIENCIA:** Debe poder operar bajo un gran rango de potencias.
- **BAJO CONSUMO EN VACÍO:** Es decir, no debe consumir corriente cuando no se encuentren cargas conectadas.

- **ALTA FIABILIDAD:** Poder soportar los picos de arranque de las cargas. Debe tener protecciones contra cortocircuitos.
- **BUENA REGULACIÓN DE TENSIÓN Y FRECUENCIA:** De tal manera que lo haga compatible con la red eléctrica.

5.4.2. RECURSO EÓLICO

9.1.1.1. GENERALIDADES

La energía eólica consiste en generación de electricidad por medio del aprovechamiento de las velocidades de viento, o de la energía cinética del mismo mediante la implementación de turbinas eólicas llamadas aerogeneradores, los cuales pueden ser de eje vertical u horizontal dependiendo de la ubicación de su rotor. **[Fig. 12].** Para la generación de energía típicamente se emplean turbinas de eje horizontal que funcionan bajo la ley de Betz¹⁶ ya que el objetivo de las mismas es generar grandes cantidades de energía por lo tanto se instalan en zonas aisladas en que se disponga de buen potencial de recurso y amplio espacio, en tanto los aerogeneradores de eje vertical son penémonos ya que se adaptan a cualquier dirección de viento, debido a la adecuación de su rotor (vertical), por lo que son idóneos para la generación de energía en zonas urbanas en donde el aire sufre bastante interferencia y en el que las velocidades que alcanza no son muy altas. Su principio de funcionamiento se basa en la diferencia de coeficiente de arrastre que se presenta entre las dos mitades del aerogenerador expuestas al viento.



[Fig. 12]. Tipos de turbinas eólicas.

Fuente: Google Images.

¹⁶ La ley de Betz establece que la velocidad promedio del viento en el área del rotor del aerogenerador es proporcional a la velocidad promedio del viento antes de ingresar a la máquina y luego de salir de la misma dividida ambos momentos, es decir, antes y después del aerogenerador, y que de esta manera sólo puede convertirse el 59% de la energía cinética del viento en energía mecánica.

5.4.3. RECURSO HÍDRICO

5.4.3.1. GENERALIDADES

Colombia es rico hídricamente, gracias a las condiciones climáticas y geológicas con que cuenta, por tal razón, es catalogado como uno de los países con mayor oferta hídrica del mundo ya que su rendimiento hídrico (56 l/s-km^2) se encuentra muy por encima de la media mundial (10 l/s-km^2) y del promedio latinoamericano (21 l/s-km^2).

La escorrentía superficial¹⁷ de Colombia es de $63.789 \text{ m}^3/\text{s}$, a esta contribuyen las 5 áreas hidrográficas en que se encuentra dividido el país (Caribe, Pacífico, Magdalena-Cauca, Orinoco y Amazonas) así como las 41 zonas y las 316 subzonas hidrográficas. De las áreas mencionadas, la que mayor flujo hídrico aporta a la escorrentía superficial es la cuenca hidrográfica de la región amazónica que representa el 37% ($23.626 \text{ m}^3/\text{s}$) del total del agua superficial, seguida por la región de la Orinoquía con 26% ($16.789 \text{ m}^3/\text{s}$), el área del Pacífico y la cuenca de los ríos Magdalena-Cauca tienen un aporte del 14% siendo su escorrentía de $8.980 \text{ m}^3/\text{s}$ y $8.595 \text{ m}^3/\text{s}$ respectivamente. Finalmente, la región caribe (incluyendo la cuenca del río Catatumbo), contribuye en un 9% ($5.799 \text{ m}^3/\text{s}$) del total del recurso hídrico del país.

El IDEAM, al ser la entidad encargada de recopilar información sobre aspectos climatológicos y medioambientales del país, es también la responsable de la caracterización del recurso hídrico, para ello cuenta con una red básica nacional, compuesta por 784 estaciones hidrológicas (de las cuales gran parte se encuentran ubicadas en las cuencas de los ríos Cauca y Magdalena de donde se obtiene aproximadamente el 70% de la generación hidráulica del país [64]), con las que monitorea y cuantifica el recurso hídrico de las principales cuencas del país, a su vez, coordina el Sistema de Información del Recurso Hídrico (SIRH), que según el Decreto 1323 de 2007, “es el conjunto de elementos que integra y estandariza el acopio, registro, manejo y consulta de datos, bases de datos, estadísticas, sistemas, modelos, información documental y bibliográfica, reglamentos y protocolos que facilita la gestión integral del recurso hídrico”.

La generación hidráulica consiste en la transformación de la energía cinética y potencial de las corrientes de agua en energía mecánica por medio del uso de turbinas, la cual posteriormente es convertida en eléctrica, mediante un generador eléctrico. Dicha energía puede ser destinada tanto a consumos in situ como inyectada a red. Este tipo renovable, cuenta con una capacidad instalada mundial de 76% del total de capacidad instalada en energías limpias, en tanto representa el 16,4% del total de energía que se produce en el mundo.

¹⁷ **ESCORRENTÍA SUPERFICIAL:** Hace referencia al flujo de agua que se da sobre la superficie terrestre en cualquiera de sus formas: lluvia, nieve u otras como parte del ciclo hidrológico.

9.1.1.1. CLASIFICACIÓN DE LAS HIDROELÉCTRICAS

Las centrales hidroeléctricas, pueden ser clasificadas de distintas maneras en función del potencial hídrico de los distintos países, sin embargo, tomando en consideración lo presentado en el atlas de potencial hidroenergético de Colombia la clasificación es:

- **PICOCENTRALES:** Son plantas que operan a filo de agua y cuentan con capacidad instalada entre 0,5 kW y 5 kW.
- **MICROCENTRAL:** Cuentan con capacidades instaladas que van entre los 5 kW y 50 kW. Operan a filo de agua.
- **MINICENTRAL:** Estas plantas de generación operan a filo de agua y poseen capacidades instaladas entre los 50 kW y los 500 kW.
- **PEQUEÑAS CENTRALES HIDRÁULICAS (PCH'S):** Dentro de las pequeñas centrales, estas son las que mayor potencial de generación poseen ya que la capacidad instalada de los mismos se encuentra en los 500 kW y los 20000 kW. Operan a filo de agua.
- **CENTRALES HIDRÁULICAS:** Este tipo de plantas poseen capacidad de generación mayor a 20 MW. Son despachas centralmente. Teniendo en cuenta que en el mercado eléctrico colombiano, sólo participan en el despacho, aquellas centrales que posean una capacidad de generación igual o superior a los 20000 kW (20 MW).

El aprovechamiento que se busca del recurso hídrico en este trabajo, es por medio centrales hidráulicas a filo de agua **[Fig.13]**. Este tipo de plantas son de generación espontánea, es decir que dependen exclusivamente de la disponibilidad momentánea del recurso (ya que no cuentan con embalses). En época de invierno, en que se presentan mayores precipitaciones, este tipo de centrales alcanzan su máxima capacidad, en tanto en épocas de sequía su generación puede llegar a ser nula. En Colombia, a 2017 según datos de XM, existen 103 PCH's en distintos departamentos del país que representan una capacidad efectiva neta¹⁸ de 198 MW. Sin embargo, Meta no cuenta con proyectos de este tipo.

¹⁸ “La capacidad efectiva es la máxima cantidad de potencia neta (expresada en megavatios) que puede suministrar una unidad de generación en condiciones normales de operación” – UPME, Atlas de potencial hidroenergético de Colombia.



[Fig.13]: Central a filo de agua.

Fuente: Ingfocol Ltda.

5.4.4. RECURSO GEOTÉRMICO

5.4.4.1. GENERALIDADES

La energía geotérmica, es aquella que proviene del calor interno de la tierra. El aprovechamiento de este recurso, se logra de dos formas: por medio de la perforación de pozos, que permiten poner en contacto directo con la superficie los fluidos geotérmicos (agua, vapor o ambos con cloruros, SO₄, CO₂ y sales), o mediante la inyección de compuestos orgánicos como amoníaco o n-pentano, que al poseer bajo punto de ebullición y alta presión de vapor a bajas temperaturas, son idóneos para una rápida absorción de calor del subsuelo (lo que hace que se vaporicen), por lo que una vez en superficie, son ingresados a un ciclo rankine (que funciona con vapor) para la producción de energía.

9.1.1.1. TECNOLOGÍAS

7.1.1.1.3. EN FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA

Dependiendo de la temperatura que posea el fluido geotérmico, las tecnologías para la generación de energía por medio de este recurso, pueden ser clasificadas en dos:

- **Flash**, que es utilizada cuando se tienen fluidos geotérmicos con temperaturas superiores a los 200 °c en planta. Esta tecnología es denominada también de vapor directo o abierta ya que es el fluido geotérmico directamente el que genera el movimiento en las turbinas.

- **Binaria**, que se emplea cuando se tienen fluidos geotérmicos con temperaturas inferiores a los 200 °c en planta, por lo que en este caso, es encesaría la implementación de compuestos orgánicos mediante los cuales se realiza la generación.

5.4.4.2.2. EQUIPOS PARA EL APROVECHAMIENTO DEL RECURSO

De igual manera, en función de las condiciones de presión y temperatura que se tengan de los fluidos implementados, los tipos de turbinas de vapor a implementar pueden ser:

- **Turbinas de contrapresión:** Empleadas cuando se tiene que los fluidos poseen en superficie una presión mayor a la atmosférica.
- **Turbinas de condensación:** Implementadas cuando como uso secundario de los fluidos geotérmicos, estos son implementados en labores de agricultura o piscicultura como fuente de calor. Ya que en este caso, el fluido una vez sale de la turbina ingresa a un intercambiador de calor en donde se condensa, por lo que genera vacío lo que se traduce en un empuje adicional en la turbina.
- **Turbinas de varias etapas:** Este tipo de turbinas se impementan con la finalidad de extraer del fluido geotérmico la máxima cantidad de trabajo útil. Se suelen disponer turbians de alta, media y baja presión.

La energía geotérmica, se encuentra dentro del grupo de las energías renovables y limpias ya que su fuente o recurso de generación es inagotable a la vez que el impacto ambiental que genera es mucho menor en comparación con otras tecnologías. Se estima que el flujo de calor interno de la tierra es cercano a los 42 millones de megawatts de energía¹⁹, potencial que estará disponible por miles de millones de años para su utilización. De igual manera y en cuanto a la componente ambiental, la Asociación Internacional de Geotermia (IGA) por medio de un estudio realizado, afirma que: “una planta de carbón con lavadores de gases y otras tecnologías de control de emisiones emite al día; 24 veces más dióxido de carbono; 10.837 veces más dióxido de azufre, y 3.865 veces más óxidos de nitrógeno por megavatio hora que una planta de energía geotérmica de vapor.” [72].

El potencial geotérmico de una zona, se determina por medio del gradiente geotérmico que relaciona el aumento que se tiene en la temperatura del suelo en la medida en que se aumenta la profundidad. Un valor normal de esta variable, se encuentra en el orden de entre 25 y 30 °C/km, sin embargo, en zonas con actividad volcánica, dicho gradiente es superior al normal, lo que indica la

¹⁹ Dato tomado del documento “Emprendimiento de la energía geotérmica en Colombia” – realizado por ISAGEN y el Banco interamericano de desarrollo (BID).

presencia subterránea de rocas calientes, que hace idóneas a las zonas para el desarrollo de la energía geotérmica.

Colombia, es un país que posee un alto potencial geotérmico (estimado en 2210 MW)²⁰, ya que se encuentra ubicado en el cinturón de Fuego del Pacífico²¹. Esto favorece la presencia de actividad volcánica al interior del territorio nacional y por ende permite la existencia de gradientes geotérmicos altos. Según el informe de Emprendimiento de la energía geotérmica en Colombia, el mayor potencial geotérmico, está disponible en zonas adyacentes a los volcanes Cerro negro, Azufral, Chiles, Galeras, Sotará, Doña Juana, Cumbal, Puracé y en los nevados del Huila, Ruíz y Tolima.

Aunque la generación geotérmica en la matriz energética Colombiana a 2017 es nula, existen iniciativas para el desarrollo de este tipo de proyectos. En específico, ISAGEN S.A, en asocio con empresas multinacionales como Toshiba, West Japan Engineering Consultants (West JEC) y Schlumberger, adelanta estudios respecto a la viabilidad del Proyecto Geotérmico Macizo Volcánico del Ruiz que consiste en implementar una planta geotérmica de 50 MW, en el municipio de Villa María (Caldas), la cual podría entrar en funcionamiento en 2020. A 2014, la etapa de prefactibilidad del proyecto estaba terminada y se encontraba en espera de la aprobación de la licencia ambiental, por parte del ministerio de medio ambiente y desarrollo sostenible.

De igual manera, ISAGEN S.A en asocio con la empresa ecuatoriana CELEC, se encuentran desarrollando el proyecto geotérmico binacional Tufiño-Chiles- Cerro negro entre Colombia y Ecuador, con el cual se busca aprovechar el potencial geotérmico de estos tres volcanes fronterizos. El proyecto, pactado por ambas naciones en 2012, se espera tenga una capacidad instalada de 138 MW y entre en operación hacia mediados de año de 2018.

A nivel mundial, la generación de electricidad por medio del uso del recurso geotérmico representa menos del 1% del total de generación de energía. A finales de 2015 la capacidad instalada con este tipo de plantas era de 83,4 GW²², en donde países como China, Estados Unidos, Turquía y Suecia presentaban la mayor generación de energía con este recurso.

²⁰ Dato tomado del documento “Geotermia en Colombia” Publicado en 2014 por ISAGEN.

²¹ El cinturón o anillo de Fuego del Pacífico, ubicado en las costas del océano pacífico, es una zona caracterizada por una intensa actividad sísmica y volcánica debido a que allí se encuentran algunas de las zonas de subducción más importantes del mundo.

²² Dato tomado del WEC.

5.4.5. RECURSO BIOMÁSICO

9.1.1.1. GENERALIDADES

La energía de la biomasa, es aquella que se produce por medio del aprovechamiento de residuos orgánicos, se caracteriza por su heterogeneidad ya que el recurso de generación lo pueden constituir tanto residuos de origen agrícola y forestal, tanto como lodos de aguas residuales y la fracción orgánica de los denominados residuos sólidos urbanos (RSU). Por lo tanto, este tipo de energía aparte de ser renovable y limpia, constituye una solución viable y factible a la problemática de generación y acumulación de residuos.

La biomasa, a nivel energético, puede ser empleada tanto para la generación de biogás y biocombustibles como para la generación de calor y electricidad. Para dichos fines puede ser transformada por medio de métodos termoquímicos o bioquímicos.

9.1.1.1. TECNOLOGÍAS

7.1.1.1.3. MÉTODOS TERMOQUÍMICOS

Consiste en el suministro de calor para transformar la biomasa en energía. En este caso es más favorable, el uso de residuos con bajo contenido de humedad como hojas o madera secas, paja, cáscaras, entre otras. Los procesos que permiten la obtención de energía bajo el método termoquímico:

9.1.1. Combustión

En este proceso, la biomasa es sometida a temperaturas entre los 600 °C y 1300 °C, la combustión, se desarrolla con entre un 20% y 40% de aire en exceso. Los gases de combustión producidos, posteriormente son empleados para la generación de energía eléctrica por medio de turbinas en un ciclo Brayton o para aplicaciones térmicas.

9.1.1. Gasificación

Este proceso se desarrolla en un ambiente pobre de oxígeno y con temperaturas entre los 700 °C y los 1500 °C, como resultado, se obtienen distintos gases de combustión que pueden ser utilizados posteriormente para generación de energía térmica o eléctrica, de igual manera otro producto que puede ser derivado de este proceso, es el denominado Syngas o gas de síntesis que puede ser transformado posteriormente en combustibles líquidos (metanol y gasolinas), mediante un proceso Fischer-Tropsch. La eficiencia de la gasificación varía entre un 70% y 80%, dependiendo tanto del tipo de biomasa como de la tecnología utilizada.

9.1.1. Pirolisis

Es un método de combustión indirecta, en la cual la biomasa es sometida a temperaturas entre los 400°C y 800°C en ausencia de oxígeno, como resultado de este proceso, pueden ser obtenidos gases, líquidos o cenizas sólidas denominadas coque pirolítico.

9.1.1. Digestión anaerobia

En este tipo de proceso, la biomasa es sometida durante determinado periodo de tiempo (que varían dependiendo de la biomasa y de la cantidad de la misma) a condiciones de presión y temperatura controladas en ausencia de oxígeno, tiempo en el que por acción de microorganismos, el recurso libera gases como el metano que posteriormente son aprovechados por medio de turbinas para la generación de electricidad.

Tipos de biodigestores

Los biodigestores varían de acuerdo a su grado de complejidad y utilización. Los más sencillos son los digestores discontinuos (cargas por lotes) en tanto los más complejos son los continuos. De acuerdo a su modo de operación y en función de la carga, los bioreactores pueden ser clasificados como:

a. Continuos

Se caracterizan por tener un proceso de alimentación ininterrumpido, se comportan como ciclos abiertos, es decir lo que entra al bioreactor es igual a lo que sale, garantizando una producción de biogás constante. La degradación de la materia orgánica se da más rápidamente como resultado de la implementación de sistemas de calefacción y agitación. Este tipo de bioreactores deben ser utilizados cuando se tienen grandes cargas de material orgánico, generalmente se implementan para el tratamiento de aguas negras.

b. Semi continuos

En este tipo de biodigestores, se trabaja con tiempos de retención de la materia orgánica, es decir, opera por lotes. Dentro de este tipo de bioreactores, se encuentran los tipo Hindú y Chino, que son ampliamente utilizados en zonas rurales ya que son útiles cuando se pretende abastecer pequeños consumos.

c. Discontinuos o régimen estacionario

La carga de la materia orgánica se hace por lotes, es decir, luego de que su tiempo de retención termina el biodigestor es vaciado por completo antes de ser alimentado de nuevo. Dentro de estos se encuentran los digestores tipo Batch.

El recurso que permite cuantificar el potencial biomásico que dispone el país teniendo en cuenta las diferentes fuentes de biomasa residual (Provenientes del sector agrícola, pecuario o de residuos sólidos urbanos), es el atlas del potencial energético de la biomasa residual en Colombia, en el cual se presentan una serie de mapas en los que se evalúa dicha oferta energética con base en la cantidad de residuos producidos por 3 especies representativas del sector pecuario, 8 del agrícola y de los RSU, que son considerados en conjunto como los residuos generados en consecuencia de la poda de zonas verdes en 10 ciudades del país y los residuos sólidos orgánicos que producidos en 12 plazas de mercado de distintas ciudades (Bogotá, Medellín, Cali, Bucaramanga, Barranquilla, Villavicencio, Montería, Cúcuta, Manizales, Cartagena, Ibagué y Pereira).

En Colombia, según las cifras de la Encuesta Nacional Agropecuaria (ENA), realizada en 2015 por el DANE y que fue aplicada en 22 departamentos del país, muestran que el 80% de la superficie fue empleada para el desarrollo de actividades pecuarias, el 10,1% es territorio que se encuentra cubierto por bosques, el 7,6% es destinado a actividades del sector agrícola en tanto el 2,3% del área restante es destinada a otros usos.

7.1.1.1.3. *MÉTODOS BIOQUÍMICOS*

Los métodos bioquímicos son aquellos en los cuales la acción de los microorganismos favorece la degradación de la materia orgánica (con altos contenidos de humedad) dispuesta para el proceso permitiendo con esto, la liberación de metano y otros gases que conforman el denominado Biogás. Para la generación de este energético, se emplean los denominados biodigestores o bioreactores que son básicamente tanques cerrados, en donde se introducen diferentes residuos orgánicos previamente mezclados con agua para ser degradados por microorganismos. Los digestores anaeróbicos pueden clasificarse como de baja y alta velocidad. En los primeros, la tasa de carga orgánica es baja (1-2 kg DQO/m³.día) por lo que no son recomendables para la obtención de biogás, en tanto los de alta velocidad manejan cargas orgánicas muy superiores (5 a 30 kg DQO/ m³.día), sus tiempos de retención oscilan entre los 15 y 30 días para procesos mesofílicos²³ y entre 5 y 15 días para procesos termofílicos²⁴ y son óptimos para la obtención de biogás.

²³ **Proceso mesofílico:** Son aquellos procesos de digestión anaerobia que se desarrollan en un entorno con temperaturas de alrededor de los 35 °C.

²⁴ Los **procesos termofílicos** son aquellos procesos de digestión anaerobia en los que se tienen temperaturas óptimas entre los 50°C y 60°C. Según lo enunciado en el documento “*Biodigestores como componentes de sistemas agropecuarios integrados*” de la Universidad del Quindío, en este tipo de procesos “el ritmo de producción de metano es aproximadamente el doble del que se da en una digestión mesofílica. Por lo tanto, los biodigestores termofílicos pueden tener la mitad del volumen de uno mesofílico, y mantener la misma eficiencia de proceso”.

5.5. BASES DE DATOS UTILIZADAS PARA LA CUANTIFICACIÓN DE LOS RECURSOS SOLAR Y EÓLICO

La consideración de la energía solar como alternativa energética viable para campo Castilla depende del recurso que se encuentre disponible en la zona, por tal razón, se realiza una cuantía preliminar partiendo de la información de radiación solar suministrada por bases de datos de portales tanto nacionales (IDEAM) como internacionales (NASA y METEONORM).

5.5.1. PORTALES INTERNACIONALES

5.5.1.1. NATIONAL AERONAUTICS AND SPACE ADMINISTRATION (NASA)

La base de datos de la NASA (Surface meteorology and Solar Energy - SSE) reúne un conjunto de datos que comprende parámetros meteorológicos de importancia para el diseño de sistemas de energías renovables (Insolación en superficie horizontal, Radiación difusa en superficie horizontal, Radiación normal directa, Insolación de cielo despejado, Radiación en superficies inclinadas ecuatoriales, Número máximo de días sin sol, Insolación en la parte superior de la atmósfera, Humedad relativa, Humedad específica, Presión atmosférica, Temperatura de la superficie terrestre, Días fríos (con temperatura por encima de 18°C), días fríos (con temperatura por encima de 10°C), días calientes por debajo de 18°C, temperatura a la que se da el punto de rocío o congelamiento del agua, velocidades de viento y precipitaciones), sin embargo, la misma presenta como datos más recientes los correspondientes al mes de Junio del año 2005. Para la generación de dicha información la NASA cuenta con el sistema de observación terrestre goddard – versión 4 (GEOS 4, por sus siglas en inglés²⁵), el cual dispone de una serie de satélites meteorológicos (más de 200) ubicados en la órbita geoestacionaria²⁶ (a 35 786 km de la Tierra), los cuales por la distancia a la que se encuentran, poseen una duración orbital igual al periodo de rotación de la tierra (23h 56m 4.09s).

²⁵ **GEOS 4:** Goddard Earth Observing System - Version 4.

²⁶ La órbita geoestacionaria es la que se utiliza para el sistema de comunicación terrestre, ya que como gran ventaja tiene el hecho de que los satélites ubicados en esta órbita no tienen un movimiento aparente, es decir, siempre se encuentran en el mismo lugar, por lo que permiten un monitoreo constante de la misma zona, y una ubicación más sencilla de los satélites dispuestos para tal fin. De igual manera, estos satélites por la altura a la que se encuentran y el espectro de radiación que poseen permiten una mayor cobertura de la zona en donde se ubican en comparación a otros satélites.

9.1.1.1. METEONORM

Esta base de datos, ampliamente utilizada a nivel mundial, brinda información sobre parámetros climatológicos tales como: radiación solar, velocidad y dirección de viento, precipitaciones, humedad, temperatura del aire, días con precipitación entre otros, que son utilizados como referencia para conocer la disponibilidad e intensidad de los recursos eólico y solar. Para este último, Meteonorm, permite la obtención de información sobre radiación solar tanto para periodos cortos (minutos y horas) como largos (mensuales y anuales).

La información disponible en esta base de datos es originada por medio de 8325 estaciones meteorológicas a nivel mundial, y es soportada por 5 satélites geoestacionarios que cuentan con una resolución de 8 km para zonas como Asia, Oceanía y las Américas en tanto de 3 km para Europa y el Norte de África.

5.5.2. PORTALES NACIONALES

5.5.2.1. INSTITUTO DE HIDROLOGÍA, METEOROLOGÍA Y ESTUDIOS AMBIENTALES (IDEAM)

El IDEAM es la entidad encargada de realizar mediciones y recopilar datos hidrológicos, meteorológicos y ambientales que faciliten tanto el entendimiento del medio ambiente colombiano como el correcto aprovechamiento de los recursos disponibles que garanticen el desarrollo sostenible del país.

La información correspondiente al recurso solar, se encuentra en el Atlas de radiación solar ultravioleta y ozono de Colombia que es un conjunto de mapas en los que se presenta el potencial solar de Colombia, comprendido en tres variables: radiación solar global, brillo solar y radiación ultravioleta, para cada una de las cuales se presentan mapas promedio mensuales y anuales que permiten cuantificar la energía solar que incide y está disponible en la superficie del país.

Para la obtención de datos, el IDEAM cuenta con la extensa red meteorológica que posee Colombia [Fig. 14] la cual está compuesta por diversas estaciones de medición y observación entre las que se encuentran: de radiosondas²⁷, sinópticas²⁸, climatológicas²⁹, agrometeorológicas³⁰, hidrométricas³¹,

²⁷ **Estación de radiosondas (RS):** Encargada de medir parámetros de presión, temperatura, humedad y viento en las capas altas de la atmósfera (baja estratósfera y tropósfera) por medio de instrumentos electrónicos o de radar.

²⁸ **Estación sinóptica:** Este tipo de estaciones pueden ser principales (**SP**) o secundarias (**SS**). En ellas se miden parámetros como presión atmosférica, velocidad de vientos, nubosidad, tipo y altura de nubes, precipitación, humedad, temperaturas extremas, fenómenos especiales, entre otros. Dichas mediciones se realizan en horas convenidas internacionalmente. La frecuencia de la toma de datos es horaria.

mareográficas³² y pluviométricas³³, que tienen el objetivo específico de recopilar y generar información sobre las condiciones climatológicas del país. En total, el IDEAM cuenta con data proveniente de 71 estaciones terrestres en el territorio nacional que proveen información radiométrica³⁴, 383 estaciones meteorológicas que brindan datos sobre brillo solar y 96 estaciones que aportan información sobre humedad relativa y temperatura.

Con la finalidad de hacer más robusta la malla de información de brillo y radiación solar en el país, el IDEAM, implementó el modelo matemático de Ångström modificado que permite realizar calculos de radiación partiendo de data de brillo solar (información más robusta en el país, en la medida en que se cuenta con 383 estaciones). De igual manera, mediante la implementación de un modelo multivariado y partiendo de valores medios de humedad relativa y diferenciales de temperatura, se generan datos de brillo solar para aquellas zonas en las que no se disponga de dicha información. Gracias a esto, se cuenta con una malla de información compuesta por más de 550 puntos de referencia que permiten interpolar espacilmente data correspondiente a brillo y radiación solar.

Para Colombia los datos correspondientes a radiación UV-B (Banda con 305nm de longitud de onda), e índice UV son tomados de la red latitudinal de estaciones UV del país, en tanto la data para los niveles de ozono corresponde a una estimación que resulta de realizar una correlación entre información satelital dispuesta por la NASA sobre dicho parámetro y 5 estaciones meteorológicas en tierra. De igual manera, el IDEAM recopila información de redes meteorológicas privadas como las de CENICAFE y CENICAÑA para disponer de información más completa.

²⁹ **Estación climatológica:** Se encuentran divididas en principal y ordinaria. Las estación climatológica principales (**CP**) son aquellas en donde se realiza observación y registro de parámetros como: tiempo atmosférico, estado del suelo, temperatura del aire, humedad, radiación solar, viento, brillo solar, precipitaciones y otros fenómenos especiales. La frecuencia de dicho registro se da tres veces por día. En tanto las estaciones climatológicas ordinarias (**CO**) miden lluvias y temperaturas extremas e instantáneas al contar con pluviómetro, pluviógrafo y psicrómetro. Hay en el país 496 de estas estaciones.

³⁰ **Estaciones agrometeorológicas (AM):** En este tipo de estaciones se realiza observación y registro de condiciones climatológicas a la vez que se establece la incidencia de las mismas en la vida de la fauna y flora.

³¹ **Estaciones hidrométricas:** Recopilan información sobre los niveles de ríos, quebradas o lagos. Adicionalmente puede medir parámetros relacionados con la calidad de agua y precipitaciones.

³² **Estaciones mareográficas:** Este tipo de estaciones monitorean y recopilan información sobre el nivel del mar (mareas) con base en la influencia climática.

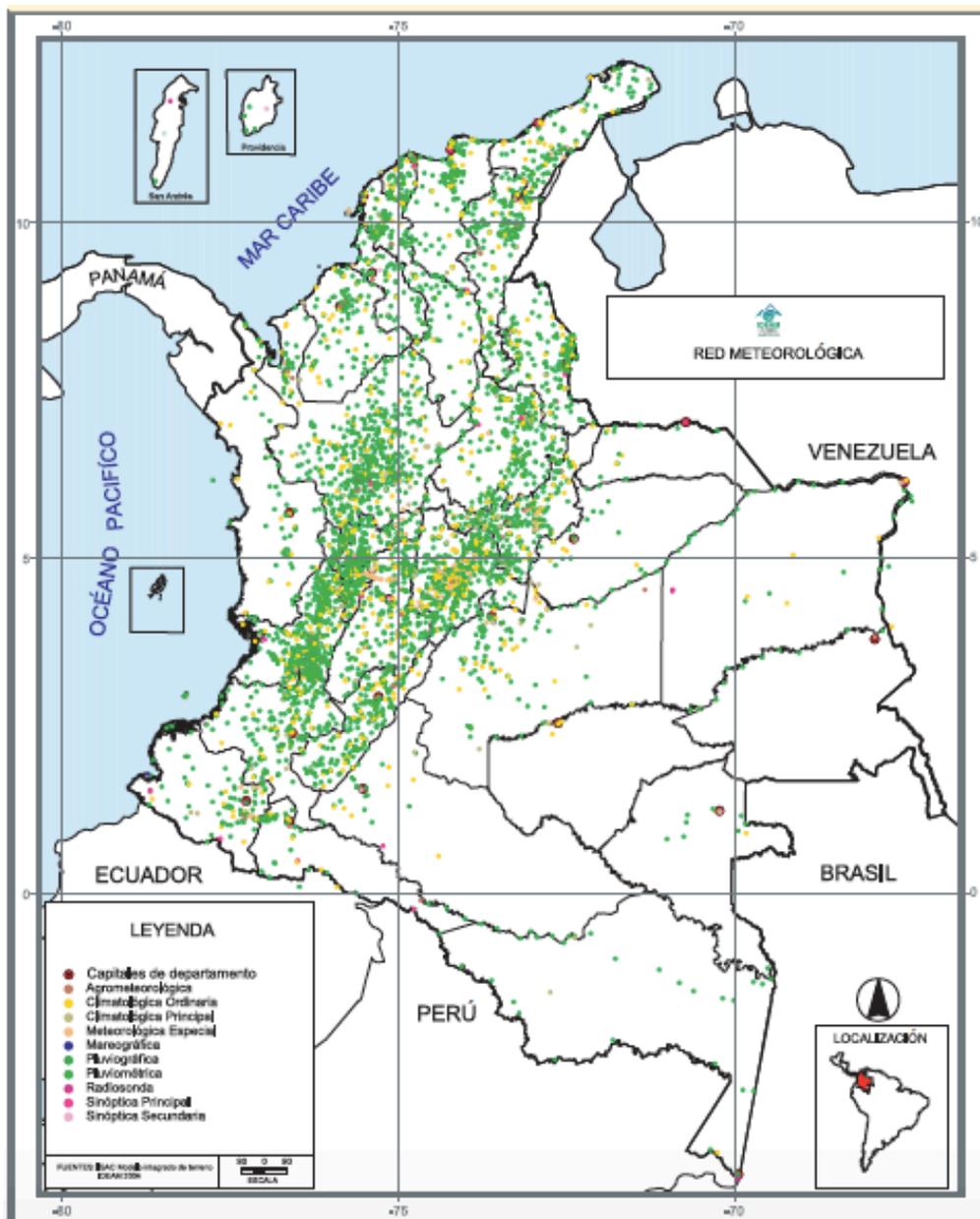
³³ **Estaciones pluviométricas:** Se centran en recopilar información sobre la cantidad de lluvia de cae en la zona en donde se ubica. Colombia cuenta con 1175 de estas estaciones.

³⁴ Información correspondiente a la intensidad de las radiaciones solares.

Cabe resaltar igualmente que hay dos tipos de estaciones meteorológicas dispuestas en el país:

- Estaciones convencionales: Cuentan con transmisión de información en tiempo cuasi-real, su frecuencia de transmisión es diaria.
- Estaciones automáticas: Disponen de frecuencia de transmisión horaria.

La información que presenta el ahora atlas interactivo de radiación solar, posee como datos más recientes los correspondientes al año 2014.



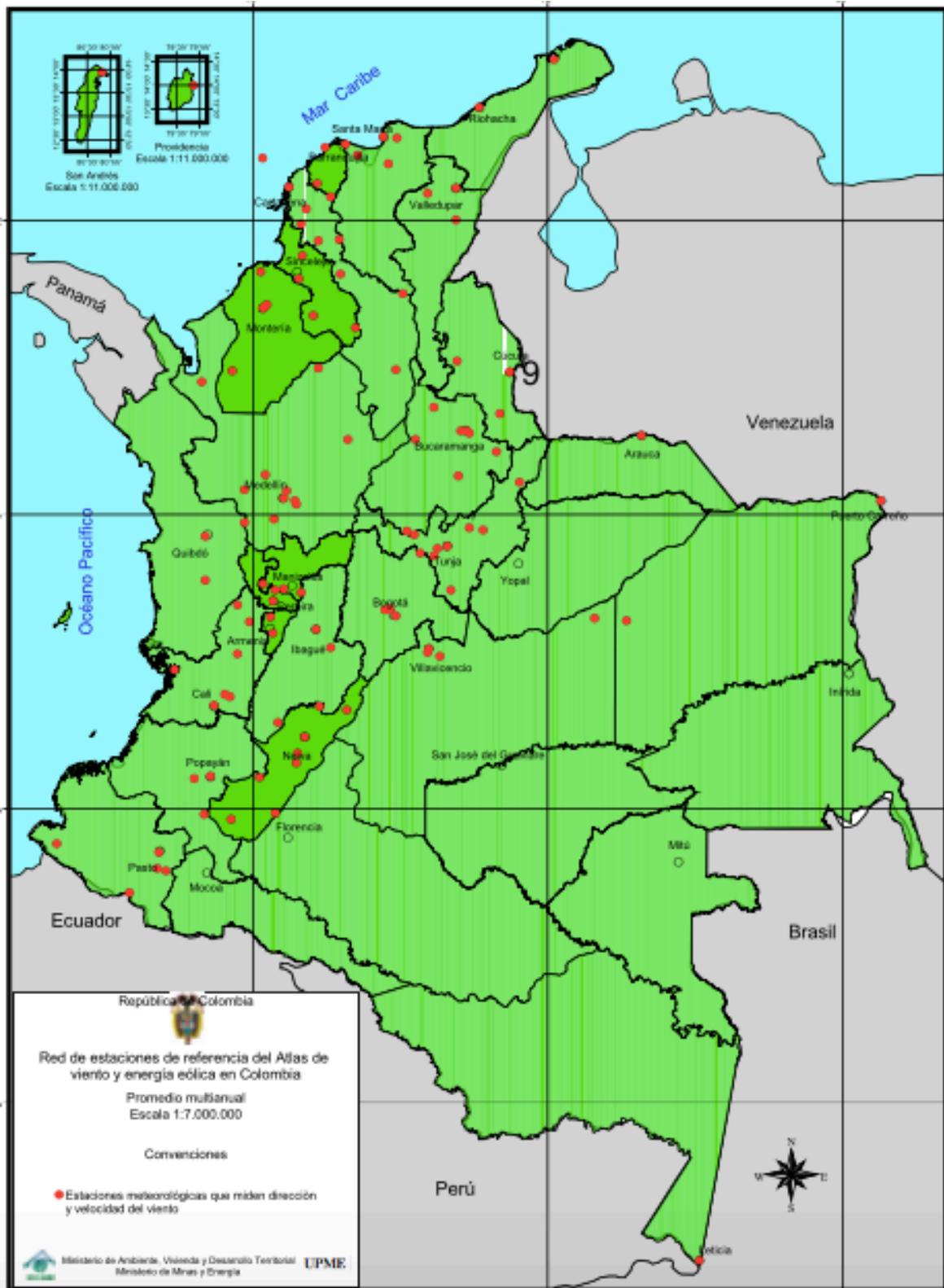
Red meteorológica Colombiana.

[Fig. 14]: Fuente: IDEAM.

Respecto al recurso eólico, el IDEAM dispone del Atlas de viento de Colombia, en el que se presenta información sobre dirección, potencial y velocidades promedio y máxima del recurso. Para la generación de los mismos, esta entidad realizó la recopilación de data comprendida entre 1972 y 2004, lo que correspondió a la verificación de aproximadamente 7292 meses de gráficas de viento.

La red nacional de vientos de la cual se obtuvo la data cuenta con 111 estaciones distribuidas en todo el país **[Fig. 15]**, de las cuales 9 son privadas y pertenecen a CENICAFÉ, 1 es operada por una corporación autónoma regional (CAR) y las 101 restantes son propias del IDEAM. Tres de estas estaciones se ubican en Villavicenio, departamento de Meta y son: Apto. Vanguardia, la libertad y Unillanos. Todas las estaciones pertenecientes a esta red, cuentan con con anemógrafos tipo Fuess mecánico que registran los parámetros de dirección, recorrido y velocidad del viento y tipo y Lambrech – Woelfle que registran la dirección y recorrido del viento. Por medio del dato de recorrido, se puede obtener el promedio de viento por hora.

La velocidad del viento permite conocer el desplazamiento que tiene una masa de aire en un tiempo determinado, en tanto la dirección que lleve el mismo representa el punto del que viene y corresponde a la orientación del vector viento respecto a un plano horizontal, dicho parámetro es expresado en grados y se cuenta desde el norte geográfico en sentido de las manecillas del reloj. La Rosa de los vientos es la herramienta en que se plasma tanto la dirección como la frecuencia de la intensidad del viento.

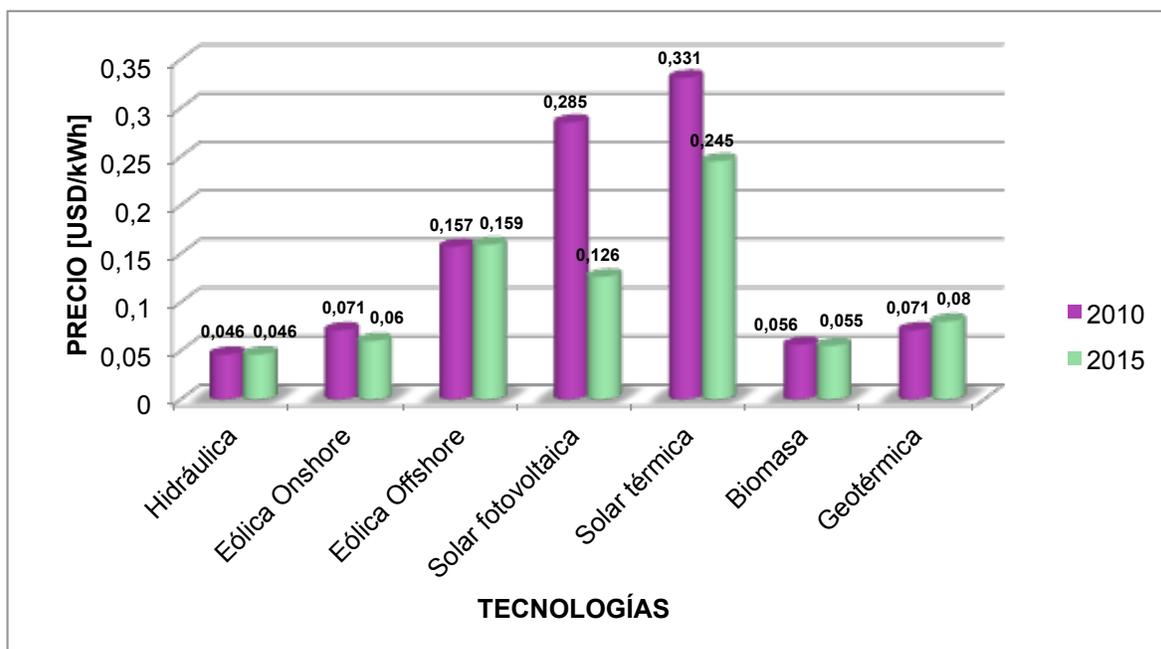


[Fig. 15]. Red de estaciones de referencia del atlas de viento y energía eólica en Colombia
Fuente: Uniandes.

5.6. PRECIOS DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN RENOVABLE

El costo de las diversas tecnologías de generación de energía, es un parámetro de evaluación y criterio de selección, durante la etapa de pre-factibilidad de proyectos, ya que este es determinante, en cuanto a la rentabilidad y viabilidad económica de los mismos. Al respecto, en la industria es utilizado el Costo Nivelado de Energía (LCOE por sus siglas en inglés), que constituye una herramienta importante para comparar homogéneamente el comportamiento de las distintas tecnologías en términos de costos de generación. El instituto para la diversificación y el ahorro de la energía (en España) lo define como: “El valor actual neto de todos los costes asociados a la construcción, puesta en marcha, operación, mantenimiento y financiación de un determinado sistema sobre el valor actual neto de su producción esperada de energía”

Durante 2015 el costo nivelado de energía que presentaron los proyectos con renovables **[Fig. 16]**, estuvieron alrededor de los US\$ 0.05/kWh para hidroeléctricas, US\$ 0.06/kWh para biomasa, US\$ 0.06/kWh para energía eólica On shore y US\$ 0.08/kWh para geotérmicas, por lo siguen compitiendo con la energía fósil ya que el precio de esta se encuentra entre los US\$ 0.045/kWh y los US\$ 0.14/kWh. La solar fotovoltaica por otra parte, es la tecnología que mayor disminución en el LCOE ha experimentado en los últimos 5 años ya que durante este periodo la variación en sus costos fue de alrededor de 60%. Lo anterior, de acuerdo a lo presentado en el reporte para 2016 del REN21 (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century).



[Fig. 16]: Evolución del LCOE de las distintas tecnologías de generación renovable
Fuente: World Energy Council (WEC).

5.7. HOMER

Es un modelo computarizado de optimización de redes de energía que permite la comparación de sistemas de generación con base en su comportamiento y su costo de ciclo de vida (incluye costos de instalación y operación), es decir, permite comparar distintas opciones con base en criterios técnico económicos. Este software, permite la simulación de módulos fotovoltaicos, turbinas eólicas, PCH's, biomasa, generadores alternos, celdas de combustible, microturbinas, almacenamiento de hidrógeno y baterías, todas en función de abastecer con energía eléctrica o térmica cargas de baja capacidad en sistemas aislados o conectados a red. HOMER desarrolla tres funciones:

- **Simulación:** Como resultado de este proceso, se obtiene un informe detallado del rendimiento que presenta la tecnología analizada en cada hora del día de acuerdo a la disponibilidad el recurso en la zona. Esto permite determinar la viabilidad técnica de la opción y su costo de vida.
- **Optimización:** Durante esta etapa el programa permite realizar distintas combinaciones de tecnologías con la finalidad de encontrar aquella que satisfaga criterios técnicos y económicos determinados.
- **Análisis de sensibilidad:** En el análisis de sensibilidad, HOMER, realiza una serie de optimizaciones con base en las entradas determinadas al sistema en estudio lo que permite determinar las repercusiones que tendría el sistema con base en la variación de los parámetros de entrada. Por medio de esta etapa, se pueden determinar los valores óptimos de las variables sobre las que el diseñador del sistema tiene control (combinación y tamaño de los componentes del sistema), de igual manera permite conocer los efectos de la incertidumbre dados por variables que no pueden ser controladas como cantidad de radiación, velocidades medias de viento, precio de combustibles en el futuro, entre otros.

6. ESTADO DEL ARTE

A nivel mundial la incursión cada vez más notoria de las energías renovables como alternativa de generación eléctrica viable y sostenible ha llevado a que las petroleras incursionen en este campo. En la pasada cumbre de las naciones unidas sobre el cambio climático COP22, desarrollada en Marruecos, compañías multinacionales como Total, Royal Dutch Shell, ENI, Statoil, Repsol, Saudi Aramco y BP presentaron lo que denominaron el megafondo de energías renovables que hace parte de la Iniciativa climática de petroleras y gasistas (OGCI), en las que se encaminan esfuerzos para lograr reducir las emisiones por medio tanto de la implementación de fuentes renovables como del fortalecimiento en investigación y desarrollo que permita mejorar e implementar métodos de captura de carbono.

Los proyectos de energías renovables que actualmente se encuentran en marcha o en funcionamiento a nivel mundial por parte de estas petroleras son:

6.1. ROYAL DUTCH SHELL PLC

Esta petrolera anglo-holandesa se encuentra incursionando en el sector de las renovables con proyectos de energía eólica off shore. En diciembre de 2016, ganó una licitación para construir y operar parte del proyecto eólico Borssele de 350 MW que se desarrollará en el mar del Norte cerca a las costas de Zeeland Holanda y que se espera entre en funcionamiento en 2020. La sección que estará a cargo de Shell, tendrá la capacidad de bastecer con energía eléctrica aproximadamente un millón de hogares, con costos esperados de USD 56,95 por MWh, lo que haría que dicha energía tenga un precio similar que la generación mediante gas o carbón.

6.2. DONG ENERGY AS -OTRORA

Esta empresa estatal danesa perteneciente a la industria de petróleo y gas fue quién ganó la adjudicación (en conjunto con 37 empresas más) de los parques eólicos off-shore Borssele 1 y 2 a realizarse en las costas de Holanda, con lo que la empresa pasa a ser el mayor actor en el mercado para este tipo de generación ya que cuenta con el 29%³⁵ de la capacidad instalada en eólica off-shore a nivel mundial. Adicionalmente, como parte de su evolución e incursión en el campo de las renovables, Dong Energy ha vendido parte de sus activos (cinco yacimientos de petróleo y gas en Noruega) en cuanto a combustibles fósiles, se refiere.

6.3. STATOIL ASA

La compañía estatal de petróleos de Noruega ha incursionado al igual que Shell y Dong energy en el campo de la eólica off-shore. Actualmente cuenta con tres proyectos en desarrollo, uno de ellos es el parque eólico flotante Statoil ASA Hitachi Zosen ubicado en las costas de Japón . En Diciembre de 2016 la empresa ganó una licitación para el desarrollo de un posible proyecto eólico en las costas de Long Island, Nueva York sobre el océano Atlántico. Actualmente, Statoil cuenta con un fondo de aproximadamente 200 millones de dólares destinado para invertir en proyectos renovables como energía eólica y baterías.

De igual manera y en asocio con la empresa alemana E-ON, Statoil ASA, realizará en los próximos años una inversión conjunta cercana a los 1200 millones de euros con los que se desarrollará el parque eólico offshore Arkona, que estará ubicado en el mar báltico y que se prevé entre en funcionamiento hacia 2019

³⁵ Dato tomado de [91]

suministrando energía a 400.000 hogares alemanes, siendo uno de los proyectos eólicos en alta mar más grandes en Europa. [94].

El tercero de sus proyectos en eólica offshore fue aprobado en 2015 y se desarrolla en las costas de Peterhead en Reino Unido. Se espera una generación 30 MW para abastecer cerca de 20.000 hogares.

6.4. EXXON MOBIL CORP

Esta compañía estadounidense, en encuentra considerando la implementación de emplazamientos eólicos costa afuera con la finalidad de garantizar energía eléctrica a sus plataformas petroleras y de gas en el mar.

6.5. ENI

Esta empresa energética italiana dedicada a actividades en los sectores de petróleo, gas y energía eléctrica le apuesta a las renovables por medio de la tecnología solar fotovoltaica. Como proyecto más reciente se encuentra la central fotovoltaica de Bir Rebaa que se ubicará en territorio argelino en proximidades a la frontera con Tunez y tendrá una extensión aproximada de 20 Ha y la capacidad de generar 10 MW por medio del uso de aproximadamente 32000 paneles solares. Dicho proyecto será desarrollado en asocio con la estatal argelina de hidrocarburos Sonatrach. La energía generada será destinada a abastecer las necesidades energéticas del campo petrolero contiguo al yacimiento de Bir Rebaa operado por Sonatrach-Agip (GSA). [97].

De igual manera, ENI, cuenta con otros tres proyectos en desarrollo de energía solar, uno en Pakistán en cernías del campo de gas Kadanwari que se espera entre en funcionamiento en 2018 y genere 50 MW. Otro en Egipto de 150 MW, ubicado cerca al campo de gas Kadanwari y que ENI espera comenzar a operar a finales de este año y por último en Italia como parte del denominado Progetto Italia, la empresa ha identificado alrededor de 400 hectáreas de zonas industriales que pueden dar cabida a proyectos de energías limpias. En la primera parte del proyecto la empresa planea instalar 70 MW en 5 proyectos que se ubicarán en Manfredonia, Assemin, Priolo, Porto Torres y Augusta, en tanto en la segunda fase se planea instalar 150 MW en diversos proyectos de energía renovable que incluye solar fotovoltaica, de concentración y biomasa. Se espera que el total de proyectos (229 MW), estén en funcionamiento para 2022.

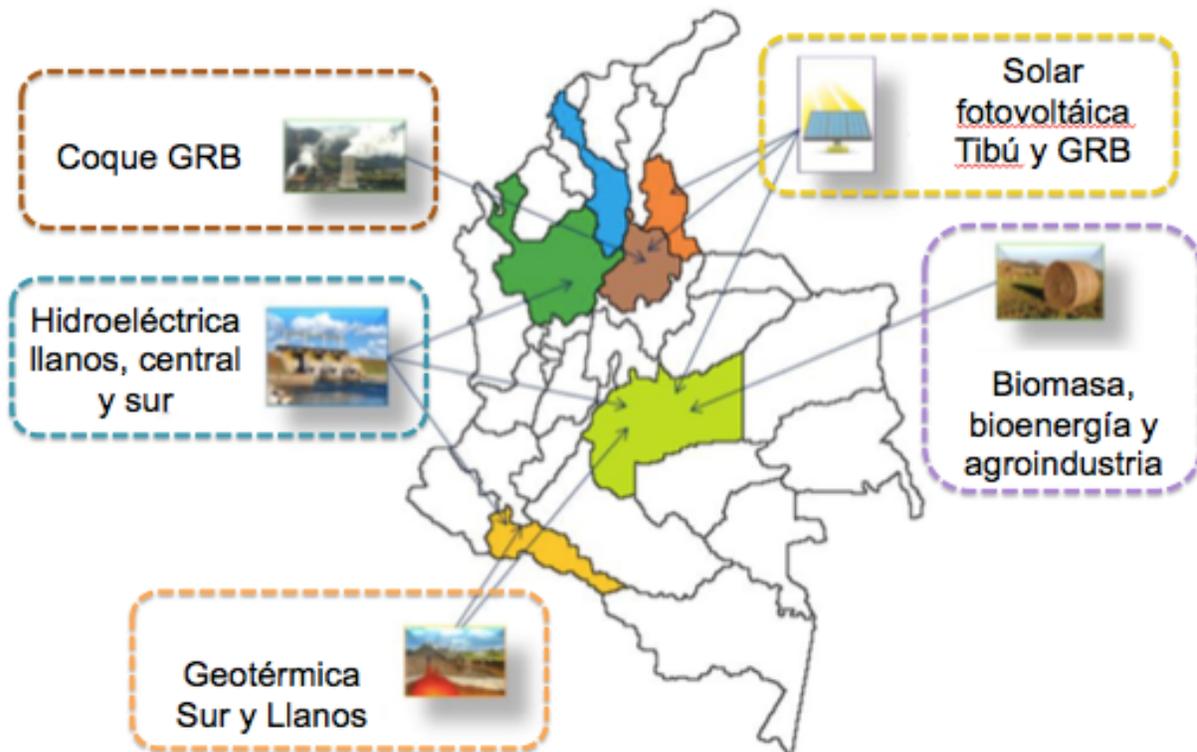
6.6. TOTAL

Total, de manera similar a ENI, se enfoca en la energía solar como fuente alternativa. La compañía cuenta con la Filial Sunpower que se especializa en instalaciones y generación de energía fotovoltaica siendo actualmente la segunda empresa más grande a nivel mundial en tecnología solar contando con más de 6

GW instalados y con presencia en 65 países [98]. Dentro de los proyectos más recientes que fueron adjudicados a esta compañía, se encuentra la construcción y operación de un parque solar en Chile, que tendrá la capacidad de suministrar 500 GWh de energía al sistema interconectado central del país, de igual manera será la empresa encargada de suministrar a partir de 2018, el 60% de la energía requerida por el metro de Santiago siendo esta de origen fotovoltaico. [99].

6.7. ESTUDIOS DESARROLLADOS POR ECOPETROL EN EL CAMPO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Ecopetrol aunque se dedica a la producción de hidrocarburos (combustibles convencionales), se encuentra incursionando (al igual que otras petroleras) en el campo de las energías renovables, por medio del desarrollo de una serie de estudios de factibilidad y de potencial de aprovechamiento de los distintos recursos naturales renovables disponibles. Dentro de los estudios que se adelantan se encuentran: energía geotérmica, biomasa, hidroeléctrica y solar [Fig.17], cuya finalidad principal es diversificar la matriz energética de la empresa para 2020 [Fig.9] año en el que se estima el consumo de energía de Ecopetrol será de 11523 GWh/año (15% de la demanda energética del país), es decir, un consumo 8% mayor al que presenta la empresa en 2013. Con la ampliación de la matriz energética, se busca promover el desarrollo sostenible lo que permitirá incrementar la confiabilidad y robustecer la red de suministro eléctrico de la empresa, reducir la huella de carbono y disminuir los costos de la energía utilizada en los diferentes procesos que desarrolla Ecopetrol. De igual manera se dará protagonismo a fuentes renovables y no convencionales de energía, (Cogeneración principalmente).



[Fig.17]. Estudios desarrollados por Ecopetrol en el campo de las energías renovables.
Fuente: Ecopetrol [23].

6.8. TABLA RESUMEN ESTADO DEL ARTE

ACTORES			PROBLEMA DEL PROYECTO	SOLUCIÓN CONCLUSIÓN	APORTE
Ref 102	2016	Shell	Ninguno. Responde a la necesidad global de abastecimiento de energía y a la incursión de las petroleras en el campo de las renovales.	Aprovechamiento del recurso eólico offshore en las costas de Zeeland (Holanda) para consumo doméstico.	Este proyecto (que se espera entre en funcionamiento en 2020), abastecerá con energía a un millón de hogares holandeses.
Ref: [91]	2016	Dong Energy AS - otrora		Aprovechamiento del recurso eólico offshore en las costas de Zeeland (Holanda) para consumo doméstico.	Este proyecto (que se espera entre en funcionamiento en 2020), abastecerá con energía a un millón de hogares holandeses.
Ref: [94]	2017	Statoil ASA		Incursión en el mercado renovable con el desarrollo de 3 proyectos eólicos offshore ubicados	Con los proyectos del mar báltico y de peterhead, se espera abastecer de energía eléctrica 400.000 hogares alemanes y de otros 20.000 en reino unido respectivamente. Del parque

				en el mar Báltico, en las costas de Japón y de peterhead (reino unido)	eólico en Japón no se tiene información.
Ref: [91]	2016	Exxon	Difícil acceso y disponibilidad de energía para plataformas petroleras ubicadas en mar abierto.	Implementación de turbinas eólicas offshore.	Abastecimiento de parte de la demanda de las plataformas oceánicas que dispone la empresa para la explotación de crudo offshore.
Ref: [97]	2016	ENI	La repercusión ambiental que genera inherentemente la industria petrolera.	Implementación de centrales fotovoltaicas contiguas a los sitios de extracción de hidrocarburos.	Autoabastecimiento de energía eléctrica para 4 campos petroleros de la empresa ubicados en Pakistan, Argelia, Egipto e Italia.
Ref: [98]	2017	Total		Creación de la filial Sunpower, que se especializa en energía fotovoltaica.	Contribución en tecnología fotovoltaica con el desarrollo de células de cobre sólido que alcanzan eficiencias de hasta 21,4% y el desarrollo de innumerables proyectos solares que contribuyen con el abastecimiento de energía y la disminución de emisiones.
Ref [23]	2016	Ecopetrol		Desarrollo de estudios de factibilidad para la implementación de renovables (solar, eólica, biomasa y geotermia) como fuente de abastecimiento energético.	Contribución con el abastecimiento de energía eléctrica y la disminución de emisiones.

7. DEMANDA DE ENERGÍA

7.1. CARACTERIZACIÓN CAMPO CASTILLA

La caracterización realizada corresponde a las plantas de tratamiento dispuestas en campo Castilla, ya que lo referente a recobro fue tomado directamente de la interfaz desarrollada en el *Semillero de demanda de energía (DEM)*. *Ecopetrol - UNAB – UPB, con base en el trabajo realizado por Díaz, C; Mora, S y Galvis, A.*

7.1.1. PLANTAS DE TRATAMIENTO

Actualmente la planta de tratamiento Castilla II dispone de cinco sistemas entre los que se encuentra distribuida toda esta etapa. Dichos sistemas son:

- **Sistemas de recolección:** Son los encargados de recibir la producción de los 147 pozos que llegan a esta estación de tratamiento provenientes de las zonas de Castilla y Castilla este. El sistema de recolección de Castilla II se divide en dos:
 - **Múltiple de recolección de troncales:** Recibe crudo proveniente de cuatro troncales:
 - *Troncal suroccidente:* Posee 12 clústers³⁶ con 45 pozos.
 - *Troncal Sur:* Cuenta con 6 clústers y 20 pozos.
 - *Troncal Occidente:* Posee 8 clústers con 32 pozos.
 - *Troncal Central:* Cuenta con 7 clústers y 34 pozos.
 - **Múltiple de recolección de pozos independientes:** Permite la alineación de la producción de crudo proveniente de 16 pozos independientes.
- **Sistemas de prueba y medición:** Permiten determinar la relación agua – aceite con que llega el crudo de los pozos productores independientes.
- **Sistemas de tratamiento:** Comprende una serie de tratamientos para cada uno de los tres fluidos que pueden ser obtenidos de la corriente original que llega desde los pozos productores: crudo, agua y gas.
- **Sistemas de almacenamiento y bombeo:** Brindan al crudo un tiempo de retención mayor antes de ser bombeado a la Vicepresidencia de transporte de Ecopetrol (VIT). En el caso de agua de proceso y lodos, los sistemas de bombeo permiten su direccionamiento a la estación Castilla I, en donde son tratados.
- **Sistemas auxiliares:** Representan otros tipos de instalaciones industriales tales como los sistemas de aire comprimido que son complementarios (permiten el correcto funcionamiento de otros equipos disponibles en planta) y los sistemas de protección contra incendios.

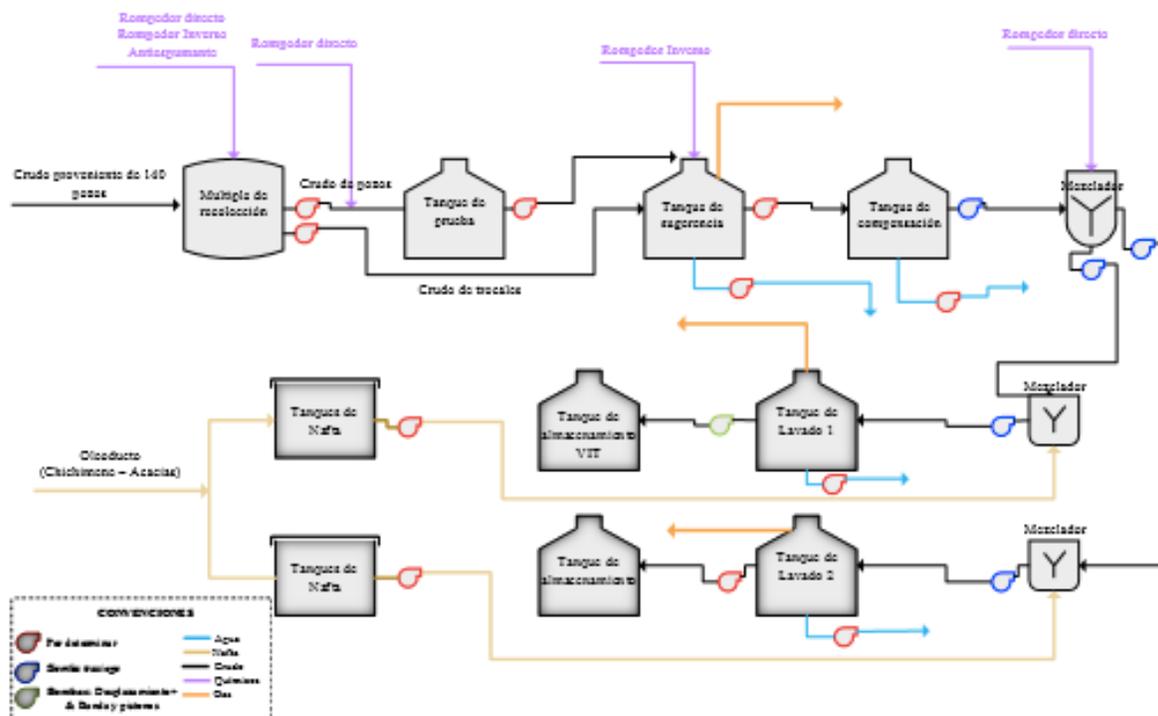
7.1.1.1. ETAPAS DE TRATAMIENTO

Como se ha mencionado anteriormente, Campo Castilla en sus estaciones de tratamiento posee procesos para tratar agua, crudo y gas (este último en caso de presentarse, ya que sus volúmenes son mínimos), etapas que serán definidas a continuación:

³⁶ **CLUSTER:** En el sector petrolero esta palabra hace referencia a un conjunto de pozos (en este caso) que son agrupados debido a que poseen características similares (por ejemplo: diferencial de presión, gravedad API, entre otros parámetros) lo que hace que puedan ser manejados en conjunto, representando así eficiencia en procesos.

7.1.1.1.1. TRATAMIENTO DE CRUDO

La etapa de tratamiento de crudo en la estación castilla II, comienza con la captación del crudo proveniente de los 147 pozos que componen el área de influencia de la estación. Este viene con un BS&W de aproximadamente 80% y una viscosidad entre 11°API y 13°API. Una vez llega a la estación [Fig.18], el crudo proveniente de los pozos independientes, es direccionado hacia el múltiple de recolección de pozos independientes, en tanto el crudo proveniente de las 4 trocales es direccionado a los múltiples de recolección de troncales.



[FIG.18]. Esquema actual de proceso de tratamiento de crudo – Campo Castilla, Estación Castilla II.

Fuente: Propia con base en información suministrada por Ecopetrol.

En ambos casos, en los múltiples de recolección se agregan antiespumantes³⁷, rompedores directos e inversos que actúan como desemulsificantes neutralizando la emulsión y facilitando la separación aceite – agua en las siguientes etapas de tratamiento.

El crudo proveniente de los pozos independientes, es enviado posteriormente a un tanque de prueba en el cual se estiman las cantidades de agua – aceite que posee el mismo para ser dirigido a los tanques de surgencia en donde mediante la adición de rompedor inverso y un tiempo de residencia entre los 60 y 120 minutos

³⁷ **ANTIESPUMANTE:** Son sustancias químicas denominadas tensioactivos que permiten liberar cantidades de aire o gas que se encuentre en una emulsión por medio del debilitamiento de la tensión superficial que mantiene la estructura de la burbuja gaseosa.

se comienza el tratamiento. El crudo proveniente de las troncales pasa directamente de los múltiples de recolección a los tanques de surgencia.

Una vez transcurrido este tiempo, el crudo es separado por dos líneas y dirigido por medio de bombas trasiego hacia mezcladores, en los cuales se realiza una inyección adicional de rompedor directo para ayudar con la separación de los dos compuestos principales. Una vez sale del mixer, es bombeado de nuevo con bombas trasiego hacia unos brazos que permiten la inyección de diluyente (Nafta, con las siguientes características: **[Tabla. 2]**) por tubería, para disminuir la viscosidad del mismo y ser dirigido posteriormente hacia los tanques de lavado, en donde se le da al crudo un tiempo de retención adicional comprendido entre 12 y 15 horas en donde por efecto de las sustancias químicas agregadas y la temperatura con la llega el crudo, se realiza la remoción final de las partículas remanentes de agua, culminando así la parte final de la deshidratación del crudo, siendo óptimo **[Tabla.3]** para ser almacenado y despachado.

CARACTERÍSTICA	VALOR
Pto. Inicial de ebullición	150 °F - 155 °F
Pto. Final de ebullición	225 °F - 270 °F
Azufre (% peso)	0,05 - 0,15
Corrosión al cobre	1
API	50 - 76
Gravedad específica	0,72 - 0,747
Presión de vapor reid.	5,87 - 7,1 Psi

[Tabla.2]. Características de la Nafta inyectada como diluyente.

Fuente: Guía de operaciones, estación Castilla II. Ecopetrol.

CARACTERÍSTICA	VALOR
API @ (60°F)	15,6°API
Densidad	0,9946 [g/cc]
Azufre (% peso)	2,596
RCC (% peso)	17,1
N.N	0,166 [mg KOH/g]
RVP	1,3 Psi
Pto. De fluidez	15 °C
VGC	0,927 [-]
Ins. n-C7 (% peso)	15,98
Ins. N-C5 (% peso)	18,21
Factor K	11,39 UOP
Temperatura 1	40 °C
Viscosidad @ T°1	9040,0 cSt
Temperatura 2	50 °C
Viscosidad @ T°2	3440 cSt
Cenizas (% peso)	0,092
BSW (% volumen)	0
Sal	4, 51 [Lb/1000 Bls)
Vanadio	399 ppm
Níquel	97 ppm
Hierro	2,05 ppm
Cobre	<0,011 ppm
Aluminio	0,5 ppm
Magnesio	0,06 ppm
Calcio	1,37 ppm
Ceras (% peso)	1,3
Chispa	46 °C

[Tabla.3]. Propiedades del crudo de castilla a la salida de la planta de tratamiento.

Fuente: Guía de operaciones, estación Castilla II.

A lo largo del proceso de tratamiento descrito, se originan corrientes de agua y de gas que son tratadas en módulos específicos para cada compuesto. Los tanques de lavado, al igual que el tanque de surgencia cuentan en su parte superior con una bota para gas, la cual se encarga de recolectar el gas que pueda desprenderse de la emulsión durante el proceso y enviarlo de esta manera a un circuito especial para su tratamiento.

El esquema de tratamiento de crudo enunciado, corresponde a emulsiones crudo – agua en donde es necesaria la implementación de tratamientos térmicos y químicos que permitan la separación de la mezcla de sustancias, sin embargo en casos en donde el agua presente en el crudo venga de forma libre el proceso se acorta notablemente, debido a que en vez de enviar la mezcla agua – solidos –

aceite a un tanque de lavado luego de pasar por el tanque de prueba, esta puede ser enviada a tanques FWKO (Free Water Knockout), los cuales permiten hacer la separación agua – crudo mediante decantación y brindan tiempos de asentamiento de máximo 5 minutos, lo cual es suficiente para separar estos dos líquidos.

Una vez el crudo sale de este tanque (FWKO), puede pasar a almacenamiento directamente, ahorrando con esto, costos de tratamiento en cuanto a energía (menos equipos, menor consumo eléctrico), menores costos de construcción de las unidades así como mayor eficacia del proceso por concepto de menores tiempos. Sin embargo se debe considerar que las emulsiones agua – crudo se hacen más frecuentes en la medida en que el pozo productor llega a su etapa madura ya que en este punto, la producción de agua es superior a las cantidades de crudo que se extraen de un yacimiento, por lo tanto es más probable que la misma se encuentre emulsionada. De igual manera parámetros determinantes en la formación de estas mezclas están relacionados directamente con las propiedades y características del yacimiento, como lo son por ejemplo: temperatura, presión, pH, entre otros.

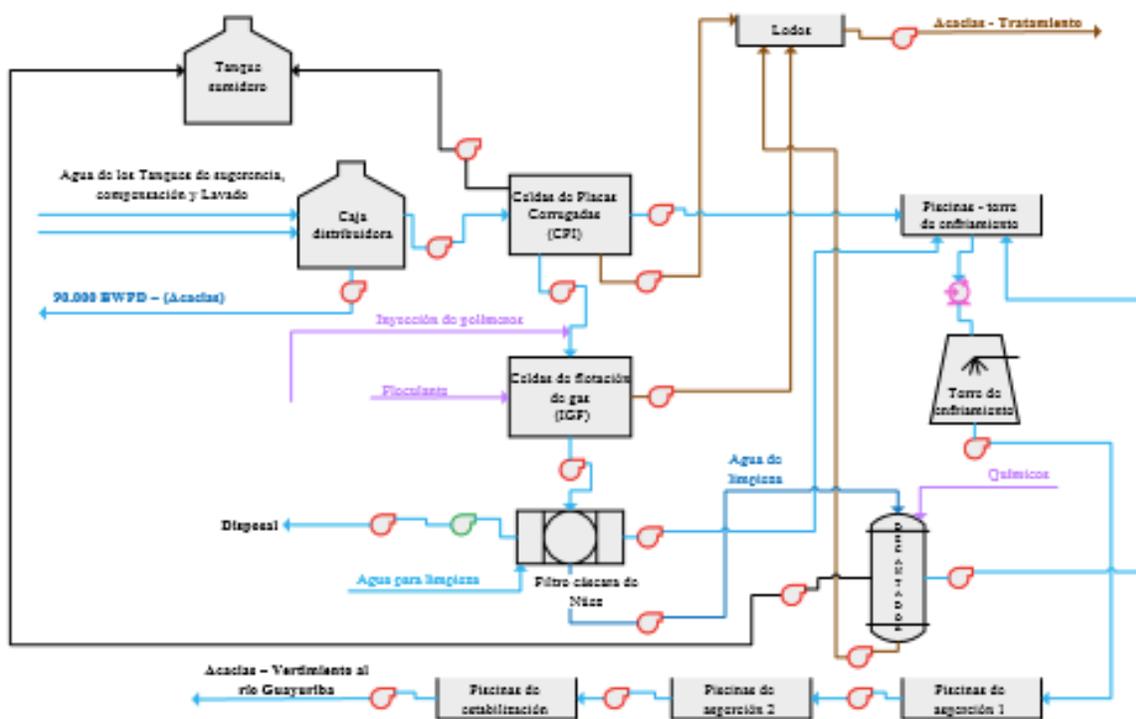
7.1.1.1.3. TRATAMIENTO DE AGUA DE PROCESO

El sistema de tratamiento de agua de proceso (STAP) que dispone Ecopetrol tiene como finalidad el acondicionamiento del agua tanto para ser vertida en cuerpos de agua superficiales (específicamente en el río Guayuriba), así como para disposal (Inyección a pozo).

El sistema de tratamiento de agua **[Fig.19]**, comienza con la captación en la caja distribuidora de las corrientes de agua libre³⁸ que se desprenden en los tanques de surgencia y de lavado durante la etapa de tratamiento de crudo. La capacidad de tratamiento de agua de la estación Castilla II es de 400.000 BWPD **[Tabla.4]**, sin embargo, no toda el agua de proceso es tratada en la misma, ya que 90.000 BWPD que llegan al tanque distribuidor son enviados directamente a la estación Acacias, para su posterior tratamiento.

El agua que es tratada en la estación Castilla II, luego de pasar por la caja distribuidora, es dirigida a las celdas de placas corrugadas, en donde se realiza la separación de crudo, agua y sedimentos.

³⁸ **AGUA LIBRE:** Es aquella agua que no se encuentra emulsionada con el crudo, por lo tanto puede separarse fácilmente por decantación y con tiempos de residencia de máximo 5 minutos.



[FIG.19]. Esquema actual de proceso de tratamiento de agua de proceso – Campo Castilla
Fuente: Propia con base en información suministrada por Ecopetrol.

CARACTERÍSTICA	CAPACIDAD	UNIDAD
Flujo de crudo	60000	BOPD
Flujo de agua	400000	BWPD
Flujo de gas asociado	ND	MMSCFD
Flujo de Nafta Diluyente	2400	BPD

[Tabla.4]. Capacidad actual de la estación Castilla II (Datos a 2014)
Fuente: Guía de operaciones, estación Castilla II.

La primera corriente, es remitida a un tanque sumidero ubicado en esta sección con la finalidad de almacenar las cantidades de aceite retirado, el cual posteriormente es inyectado a los tanques de surgencia en donde comienza el tratamiento de crudo. La corriente de agua, es dividida en dos dependiendo de la cantidad de aceite que venga emulsionado en la misma (por densidades).

Las emulsiones agua-aceite, son dirigidas a la unidad de celdas de flotación por gas inducido en donde se lleva a cabo la remoción de crudo (por medio de desnatadores) y de sólidos suspendidos, en tanto la corriente de agua “limpia” es dirigida a la piscina de la torre de enfriamiento en donde posteriormente es succionada por bombas hacia la torre, en donde reduce su temperatura por intercambio de calor convectivo, ya que es dispersada en gotas y forzada a pasar a través de una corriente de aire frío. La corriente de lodos, es direccionada a piscinas especiales y posteriormente bombeada a la estación Acacias para tratamiento.

El agua que es direccionada a las celdas de flotación por gas inducido, recibe una inyección de polímeros y floculantes que permiten la agrupación de los sólidos suspendidos en la corriente facilitando su posterior remoción en las celdas. El proceso en esta unidad consiste en la separación de crudo, sólidos y agua fundamentalmente por arrastre, ya que al hacer la inyección de gas, este se adhiere a las partículas tanto de crudo como de sólidos suspendidos haciendo que disminuyan sus densidades y suban a superficie en donde es mucho más sencilla su remoción. De las celdas de flotación, se desprenden dos corrientes: una que lleva lodos y que es dirigida a la piscina de lodos para ser trasladada a la estación Acacias en donde es tratada y la corriente principal de agua que ingresa a la unidad de filtrado.

El agua proveniente de las celdas de flotación, ingresa en los filtros de nuez (última unidad de tratamiento) con trazas remanentes de sólidos suspendidos y crudo, a la salida de los mismos, se obtiene agua destinada a disposal. En este filtro se lleva a cabo un proceso de fluidización, que consiste en hacer pasar el crudo a través de un medio filtrante que retiene crudo y sólidos, los cuales son recuperados en el proceso de limpieza de la unidad en donde se inyecta agua por la parte inferior del filtro para ser enviada posteriormente a un decantador.

Del decantador, se obtienen tres corrientes: una de lodos la cual es enviada a Acacias para tratamiento, otra de crudo que es enviada al tanque sumidero para someterlo al tratamiento de crudo y finalmente una tercera, correspondiente a la corriente de agua, la cual es dirigida a las piscinas de la torre de enfriamiento.

El agua con menor temperatura que sale de la torre de enfriamiento, es direccionada por una serie de bombas a las piscinas de aspersión cuya principal función es darle un tiempo de retención al agua para favorecer su enfriamiento. Finalmente, es enviada a las piscinas de estabilización cuyo objetivo es dispersarla para oxigenarla, disminuirle aún más la temperatura y reducir la cantidad de fenoles disueltos en la misma para posteriormente ser dirigida a la estación Acacias en donde es vertida al río Guayuriba.

La calidad y los parámetros del agua de salida una vez a sido sometida a todo el proceso de tratamiento son monitoreados constantemente. Los resultados promedio de los análisis químicos que se le realizan al agua de descarga son mostrados en la **[Tabla.5]**.

SECTOR	ACEITE (ppm)	SÓLIDOS (mg/L)
Entrada a CPI	600 -- 1500	100 -- 150
Salida a CPI	50 -- 200	40 -- 80
Salida celda de flotación	4 --15	10 -- 30
Vertimiento a río Guayuriba	0 -- 3	5 --10

[Tabla.5]. Análisis químico del agua de proceso antes de ser vertida

Fuente: Quintero, C. [6].

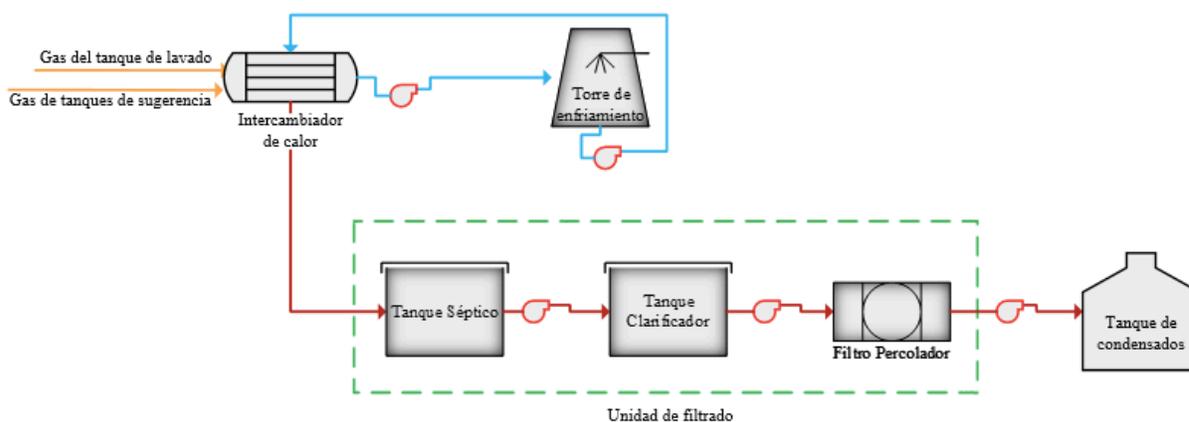
7.1.1.1.3. TRATAMIENTO DE GAS

Con la finalidad de lograr el mayor aprovechamiento posible de todos los subproductos que son obtenidos durante la extracción del crudo, Ecopetrol en lo referente al gas natural busca obtener líquidos de gas natural (LGN)³⁹, los cuales se originan como resultado de la condensación del gas.

En el proceso de condensado de gas, la corriente gaseosa proveniente de los tanques de surgencia y lavado se hace pasar por un intercambiador de calor con la finalidad de reducir la temperatura del mismo para posteriormente ser enviado a torres de enfriamiento de tiro forzado, en las cuales se da lugar a una transferencia de calor convectiva logrando de esta manera la condensación del gas y la obtención de los líquidos de gas natural. Una vez el gas pasa por la torre, es enviado a la unidad de filtrado que está compuesta por el tanque séptico (encargado de remover sólidos suspendidos en la corriente de LGN), el tanque clarificador (realiza la sedimentación de sólidos remanentes) y el filtro percolador (elimina sedimentos). Una vez, se culmina esta etapa, los LGN son enviados a tanques de almacenamiento.

De igual manera, se debe considerar que los pozos que recibe la estación Castilla II, poseen un bajo volumen de gas asociado, razón la que la generación de condensados en la etapa de tratamiento de gas es bastante baja. Los LGN que logran obtenerse corresponden a los volúmenes de gas que se desprenden a lo largo de los procesos de tratamiento de crudo y agua y que son direccionados a esta etapa de tratamiento por medio de las botas de gas presentes en algunos de los tanques de las etapas de tratamiento anteriores (crudo y agua).

El tratamiento de gas implementado en la estación Castilla II de campo Castilla es el presentado en la **[FIG.20]**.

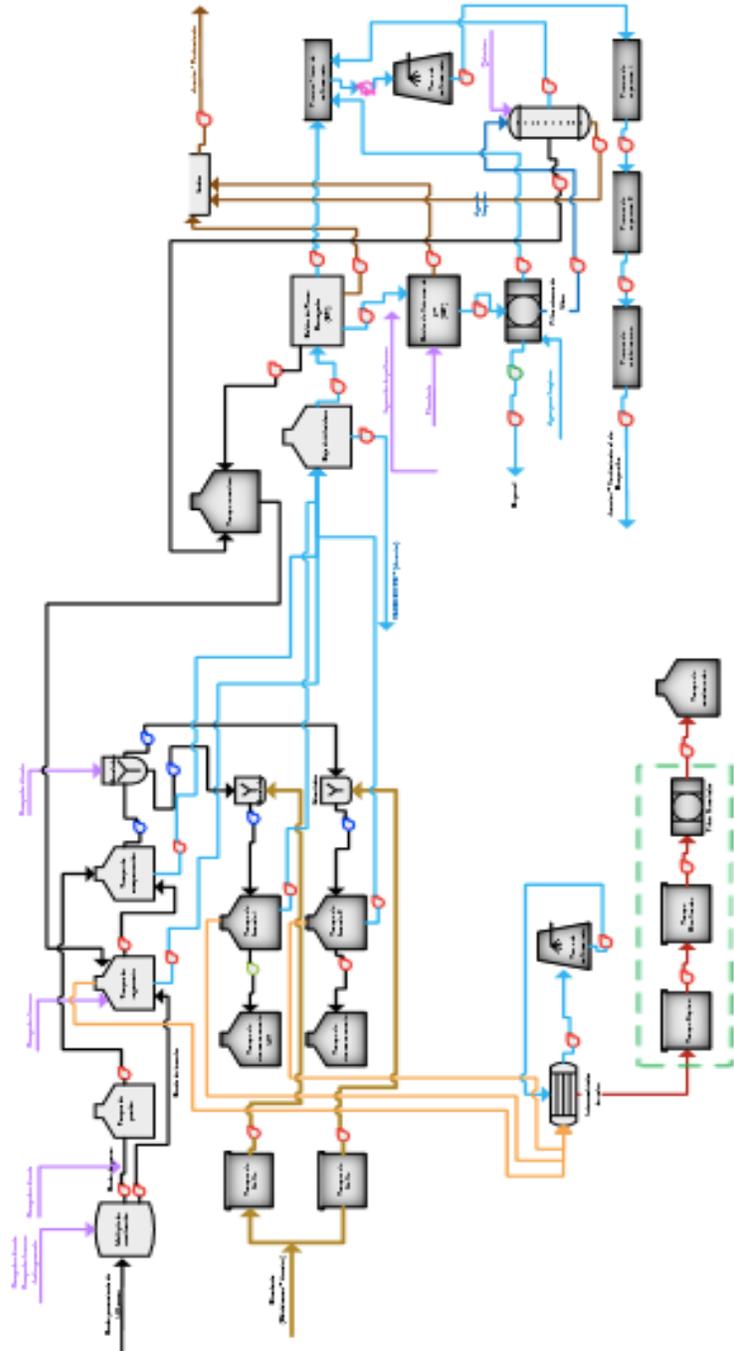


[FIG.20]. Esquema actual de proceso de tratamiento de gas – Campo Castilla
Fuente: Propia con base en información suministrada por Ecopetrol.

³⁹ Los líquidos de Gas Natural (LGN) comprenden: Gasolina natural, Gas Licuado de Petróleo (GLP), Butano, Propano, Isobutano, entre otros.

7.1.1.1.4. ESQUEMA DE TRATAMIENTO GENERAL

El diagrama de proceso completo de la planta de tratamiento Castilla II en donde se presentan de manera integrada las tres etapas de tratamiento: crudo, agua y gas es presentado en la **[FIG.21]**.

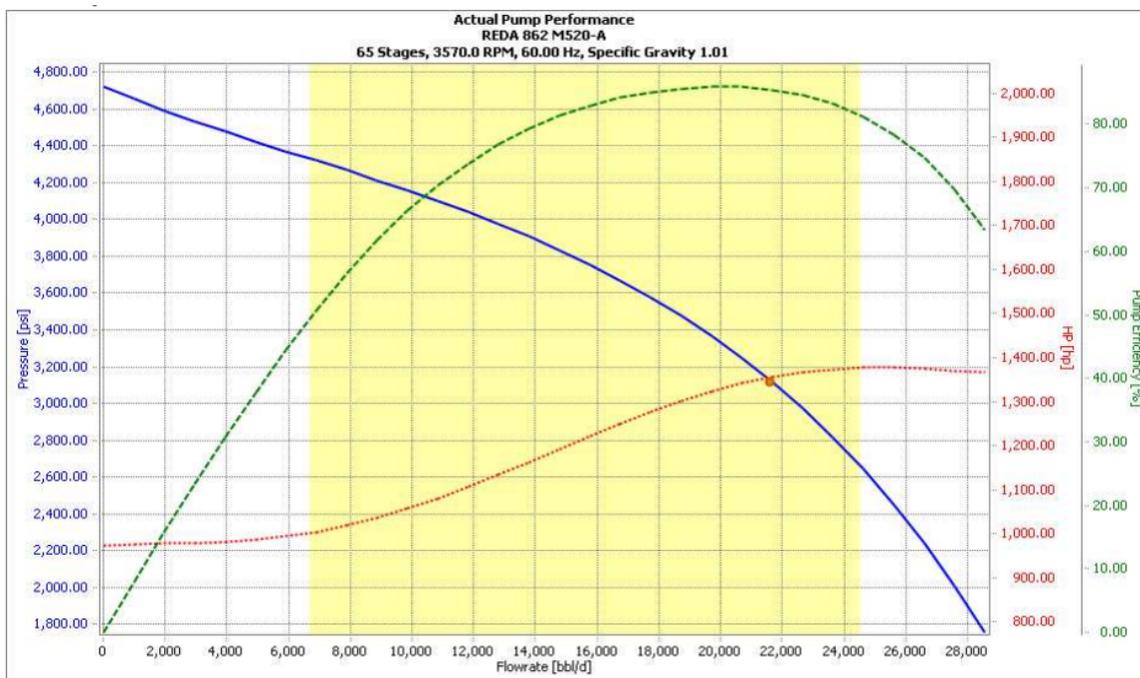


[FIG.21]. Esquema actual del sistema de tratamiento de la estación Castilla II - Campo Castilla
Fuente: Propia con base en información suministrada por Ecopetrol.

7.2. HERRAMIENTAS PARA EL CÁLCULO DE DEMANDA DE ENERGÍA

7.2.1. PLANTAS DE TRATAMIENTO Y RECOBRO

Para el cálculo de la potencia eléctrica consumida por las plantas de tratamiento, se parte desde la curva característica de la bomba **[FIG.22]**.



[FIG.22]. Curva característica de la bomba.

Fuente: REDA.

Una vez se tiene la curva característica, se obtienen las constantes A, B, C, D y E dadas en las siguientes ecuaciones:

$$H = A * Q^2 + B * Q + C$$

$$\eta = D * Q^2 + E * Q$$

Estas constantes se usan para caracterizar las curvas de cabeza-caudal y eficiencia-caudal. Posteriormente, se debe tener presente si la bomba transportará crudo, agua o una mezcla de los dos, ya que esto altera la densidad del fluido que se debe bombear y por tanto, las características de la bomba a emplear varían.

Una vez se determina el tipo de fluido que debe impulsar la bomba, se emplea la siguiente ecuación para calcular la potencia eléctrica que va a ser consumida por la misma y que por el teniendo en cuenta el número de equipos de bombeo instalados en planta, se tiene la potencia consumida por la planta de tratamiento.

$$P_{elec} = N_f * N_o * \frac{\rho g Q H}{\eta}$$

Donde:

N_f = Número de bombas presentes en la planta.

N_o = Número de bombas óptimas para impulsar el caudal dado por el plan volumétrico.

ρ = Densidad del fluido.

Q = Caudal que debe impulsar la bomba

H = Cabeza que debe vencer la bomba (en este caso: 20 m).

η = Eficiencia de la bomba

La interfaz, en la pantalla de inicio tiene la apariencia mostrada en la figura [FIG.23].



[FIG.23]. Interfaz de Plantas de tratamiento y recobro.

Fuente: Semillero de demanda de energía (DEM). Ecopetrol - UNAB - UPB.

Aquí, se introduce el archivo de Excel correspondiente al plan volumétrico para los diferentes campos. Una vez este es seleccionado, se puede ingresar al cálculo de las plantas de tratamiento o de las plantas de recobro, según se requiera.

Cuando se presiona el botón de plantas de tratamiento, se habilita la siguiente hoja de la interfaz. [FIG.24].

De igual manera que en la interfaz para tratamiento, aquí, dependiendo del tipo de recobro que se vaya a simular (con inyección de agua, aire o químicos), se presiona la opción “Agregar Bomba” (habilitándose la sección dos de la interfaz [FIG.25]) y se introducen datos de caudal, eficiencia y cabeza de la misma, se hallan posteriormente las constantes y el caudal óptimo, se guarda dicha bomba en la base de datos de la herramienta y se presiona la opción de “Agregar a Recobro”, volviendo con esto a la [FIG.27], para calcular dicho consumo de energía.

7.3. CÁLCULO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA

El consumo de energía de campo Castilla a abordar en este caso, como se mencionó anteriormente, está determinado por la demanda de energía eléctrica de las plantas de recobro y el de las estaciones de tratamiento dispuestas en el mismo. Matemáticamente lo anterior se expresa como:

$$\text{Demanda de energía Campo Castilla} = \sum \text{Energía en plantas de recobro}_{PR,t} + \sum \text{Energía en plantas de tra.to}_{PT,t}$$

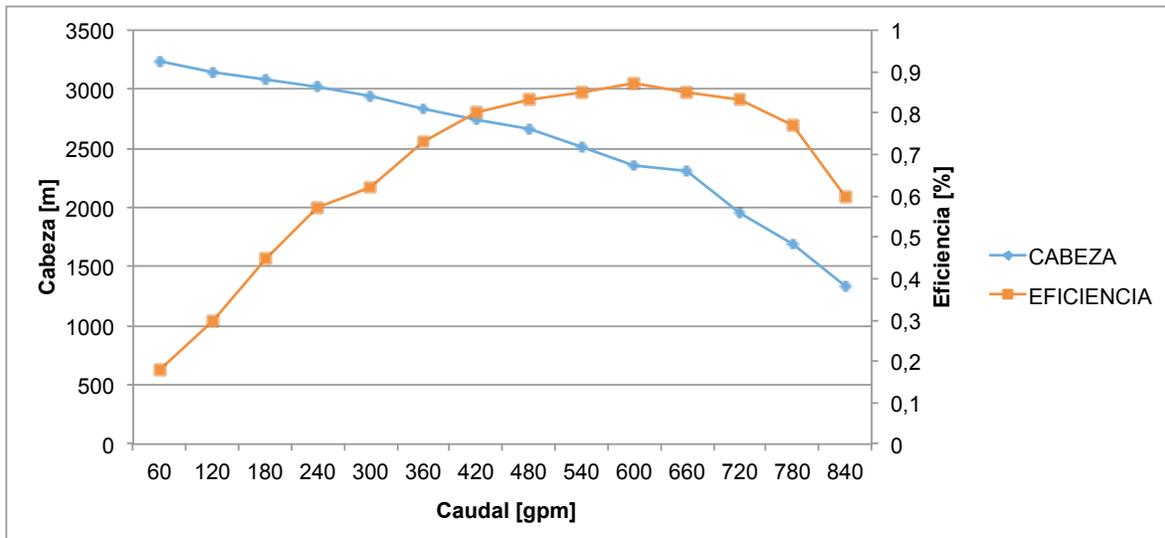
Por tal razón, se abordarán a continuación los modelos utilizados para el cálculo del consumo de energía en dichas etapas.

7.3. 1. DEMANDA DE ENERGÍA PARA LAS PLANTAS DE RECOBRO

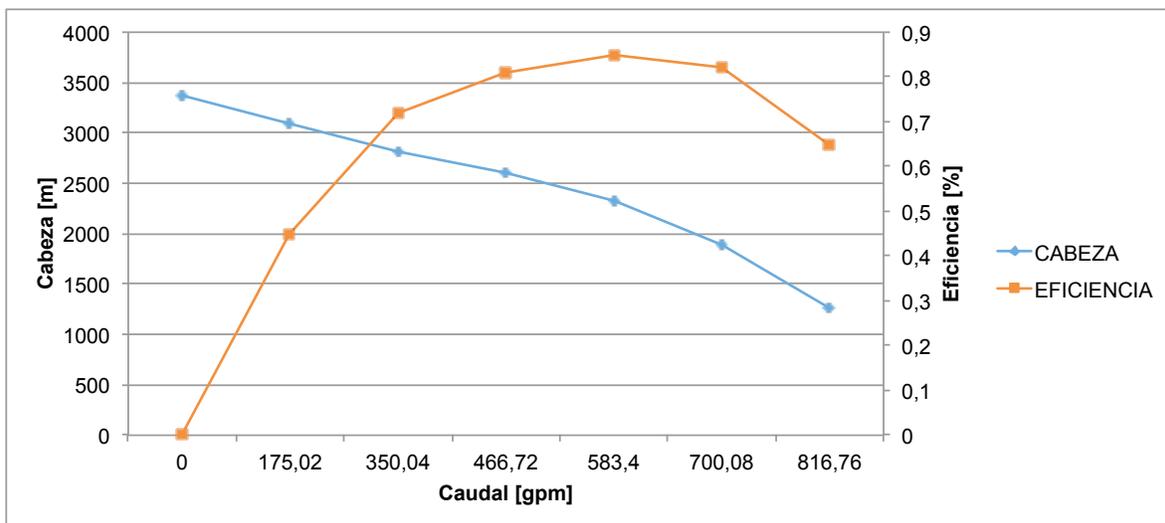
9.1.1.1. EQUIPOS EN PLANTA

Los equipos que serán manejados para determinar el consumo de energía que se da en campo Castilla por concepto de recobro son:

- **Bomba Marca REDA, modelo 862 M520-A:** Este equipo representa un sistema de bombeo horizontal, diseñado para la inyección de agua. Tiene la capacidad de manejar hasta 20000 STD/d (barriles estándar por día) y una presión de descarga de 3245 Psig, lo que la hace idónea para su uso en la etapa de recobro. La curva característica del equipo se muestra en la [Fig. 28].
- **Bomba marca REDA:** Este equipo también con una alta presión de descarga es viable de implementación en la etapa de recobro, su curva característica del equipo se muestra en la [Fig. 29].



[Fig.28]. Bomba para recobro con inyección de agua. Marca REDA, modelo 862 M520-A.
Fuente: Schlumberger.



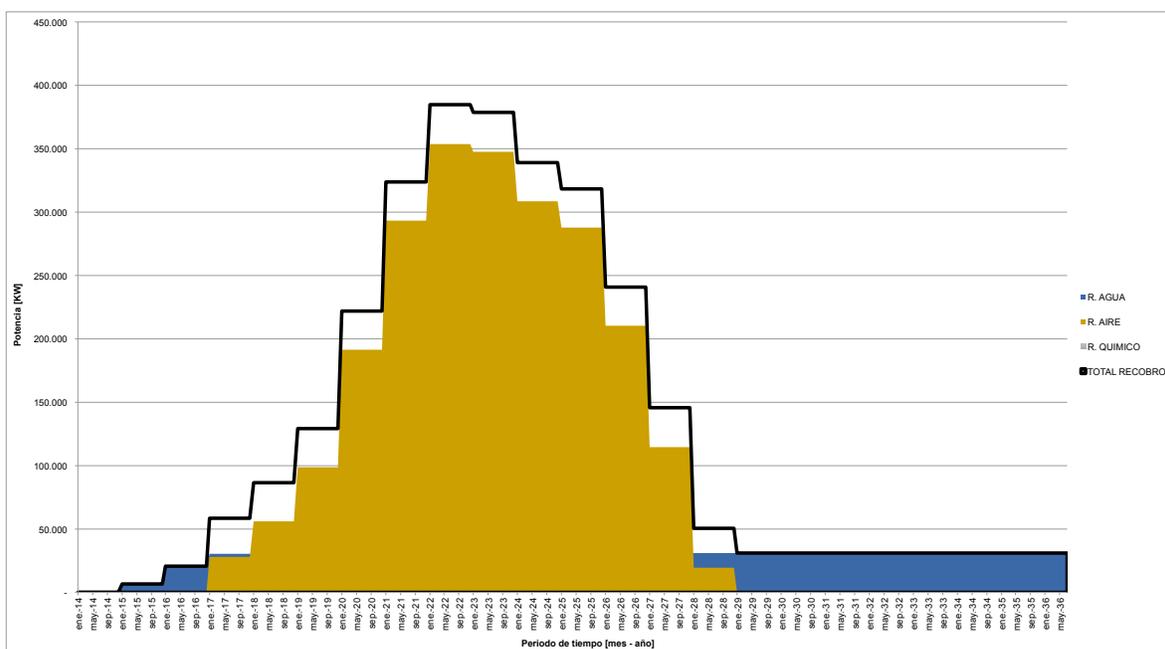
[Fig.29]. Bomba para recobro con inyección de aire. Marca REDA.
Fuente: Schlumberger.

9.1.1.1. METODOLOGÍA

Por medio del uso de la interfaz desarrollada en Excel en el semillero de demanda de energía de Ecopetrol, es necesario, como se mencionó anteriormente, suministrar parámetros de cabeza, caudal y eficiencia de las bombas a utilizar en esta etapa. Para ello, los equipos que se introducen corresponden a dos tipos de bombas centrífugas (presentadas anteriormente) **[Fig.28]** y **[Fig.29]**. Una vez son ingresadas las curvas de rendimiento de ambos equipos, se calculan variables necesarias para el modelo, en este caso son las constantes de las ecuaciones de cabeza y eficiencia presentadas anteriormente y el caudal óptimo a eficiencia máxima de las bombas.

Los resultados de dicha simulación son presentados en la **[Fig.30]**. La mayor demanda de energía en el campo por concepto de recobro, se da por inyección de aire, con un consumo promedio diario de 192432 KWh durante todo el periodo de implementación de este método (Enero de 2017 – Diciembre de 2028), sin embargo, se esperan picos de demanda hacia el año 2023, siendo estos de 347666 KWh-día. En promedio mensual, se inyectan alrededor de 314 Millones de pies cúbicos de aire para técnicas de recobro.

Por concepto de inyección de agua para métodos de recobro mejorado se tiene un consumo bajo de energía en comparación con el presentado por inyección de aire, esto, debido a que si bien los volúmenes de fluido (agua) a inyectar son considerables (663.348 BWPD promedio mensual), el gasto energético por compresión del aire es mucho mayor. El máximo consumo que se llega a tener por medio de recobro con agua es de 30746 KWh-día. De igual manera, en la gráfica se presenta el consumo de energía total del campo por la implementación de los métodos de recobro mencionados, la cual en su punto más alto (esperado para el año 2022) es de aproximadamente 384,5 MWh-día.



[Fig.30]. Consumo de potencia por tipo de recobro implementado y total.

Fuente: Semillero de demanda de energía (DEM). Ecopetrol - UNAB - UPB.

7.3.2. DEMANDA DE ENERGÍA PARA LAS PLANTAS DE TRATAMIENTO

7.3.2.1. VOLÚMENES DE CRUDO Y AGUA MANEJADOS (CASTILLA II)

Los volúmenes de agua y crudo **[Tabla.6]** que se manejan provienen del plan volumétrico 2014 – 2036 de que dispone Ecopetrol para todos sus campos productores, incluyendo Castilla. El mismo comprende tanto lo pronosticado en producción comercial para los diferentes tipos de reservas (básicas; RPND; RNPPR; RNPPo y contingente), como para los diferentes tipos de recobro utilizado (por inyección de agua; recobro químico y recobro térmico). Matemáticamente, se encuentra expresado de la siguiente forma:

$$Q_{WS_t} = Q_{WOS_{t,BS}} + (Q_{WOS_{t,RPNDS}} + Q_{WOS_{t,RNPPrS}} + Q_{WOS_{t,RNPPoS}} + Q_{WOS_{t,CS}} + Q_{WOS_{t,RI}} + Q_{WOS_{t,RQ}} + Q_{WOS_{t,RT}})$$

Donde:

Q_{WOS_t} = Caudal volumétrico total de agua en superficie o crudo, en un periodo de tiempo “t”.

$Q_{WOS_{t,BS}}$ = Caudal volumétrico total de agua en superficie o crudo proveniente de reservas básicas, en un periodo de tiempo “t”.

$Q_{WOS_{t,RPNDS}}$ = Caudal volumétrico total de agua en superficie o crudo proveniente de reservas RPND, para un periodo de tiempo “t”.

$Q_{WOS_{t,RNPPrS}}$ = Caudal volumétrico total de agua en superficie o crudo proveniente de reservas RNPPr, en un periodo de tiempo “t”.

$Q_{WOS_{t,RNPPoS}}$ = Caudal volumétrico total de agua en superficie o crudo proveniente de reservas RNPPo, para un periodo de tiempo “t”.

$Q_{WOS_{t,CS}}$ = Caudal volumétrico total de agua en superficie o crudo proveniente de recursos Contingentes, en un periodo de tiempo “t”.

$Q_{WOS_{t,RI}}$ = Incremental del caudal volumétrico total de agua en superficie o crudo proveniente de método de recobro por inyección de agua, en un periodo de tiempo “t”.

$Q_{WOS_{t,RQ}}$ = Incremental del caudal volumétrico total de agua en superficie o crudo proveniente de recobro químico, para un periodo de tiempo “t”.

$Q_{WOS_{t,RT}}$ = Incremental del caudal volumétrico total de agua en superficie o crudo proveniente de recobro térmico por inyección de aire, para un periodo de tiempo “t”.

TABLAS PROMEDIO ANUAL		
AÑO	AGUA [BWPD]	CRUDO [BOPD]
2014	1.210.866	124.903
2015	3.301.942	195.719
2016	4.431.164	219.941
2017	4.859.788	182.845
2018	4.951.128	147.270
2019	5.004.057	115.829
2020	5.062.437	95.376
2021	4.989.158	82.216
2022	4.908.911	68.424
2023	4.859.030	53.974
2024	4.829.558	42.201
2025	4.573.820	33.629
2026	3.492.755	23.900
2027	3.449.991	15.997
2028	3.439.636	9.195
2029	3.198.177	6.264
2030	2.539.707	4.397
2031	2.351.827	3.344
2032	1.469.818	2.329
2033	830.719	1.651
2034	766.023	1.320
2035	763.843	1.073

[Tabla.6]. Flujo de agua y crudo a manejar en campo Castilla. Incluye valores de reservas y de métodos de recobro.

Fuente: Propia con base en el plan volumétrico de Ecopetrol.

7.3.2.2. EQUIPOS ELÉCTRICOS EN PLANTA

Para predecir el consumo de energía eléctrica que poseen las plantas de tratamiento al interior de campo Castilla, se deben tener en cuenta todos aquellos equipos que operan eléctricamente. En este caso, para la estación de tratamiento Castilla II los equipos dispuestos se presentan en la **[Tabla.7-a]; [Tabla.7-b]**.

TIPO DE EQUIPO	CANTIDAD	UBICACIÓN
Bombas (Por determinar)	16	Múltiple de recolección
	1	Salida tanque de prueba
	7	Salida de crudo tanques de sugerencia
	14	Salida para agua tanques

		de sugerencia
	1	Salida de agua, tanque de compensación
	2	Salida del tanque de lavado
	2	Salida de tanques de almacenamiento de Nafta
	1	Salida de tanque sumidero
Bombas trasiego	6	Salida tanque de compensación
	2	Salida del mixer
Bombas de desplazamiento positivo	1	Despacho a la VIT
Bombas de banda y pistones	3	Despacho a la VIT
Bomba con ACPM	1	Despacho a la VIT
TOTAL - CRUDO	57	
	2	Salida de la caja distribuidora
	4	Salida de las celdas de placas corrugadas
	8	Salida de las celdas de flotación
Bombas (Por determinar)	12	Salida de los filtros cáscara de nuez
	5	Aumento de presión luego de bombas Booster
	3	Salida del decantador
	5	Salida de las torres de enfriamiento
	10	Piscinas de estabilización
Bombas Booster	6	Salida de los filtros cáscara de nuez
Bombas centrifugas	7	Salida de las piscinas de las piscinas de la torre de enfriamiento
Motor (40 HP)	5	Para funcionamiento de las torres de enfriamiento
TOTAL - AGUA	67	
Bombas (Por determinar)	5	Todo el proceso de gas
TOTAL - GAS	5	
Compresores	3	

Secador de aire	1	
Filtro y secado	1	
TOTAL – SIST. DE AIRE	5	
Bombas centrífugas	2	Captación de agua
Bombas a Diesel	4	Salida de la piscinas contra incendios
Bomba eléctrica	1	Salida de la piscinas contra incendios
Bombas (Por determinar)	2	Para la distribución de químicos
TOTAL – SIST. CONTRA INCENDIOS	9	
Generadores	4	Centro de control de motores
Planta alterna de generación	1	De respaldo
TOTAL - CCM	5	
TOTAL EQUIPOS PLANTA	148	

[Tabla.7-a]. Equipos con consumo energético dentro de la estación de tratamiento Castilla II.
Fuente: Propia con base en información suministrada por Ecopetrol.

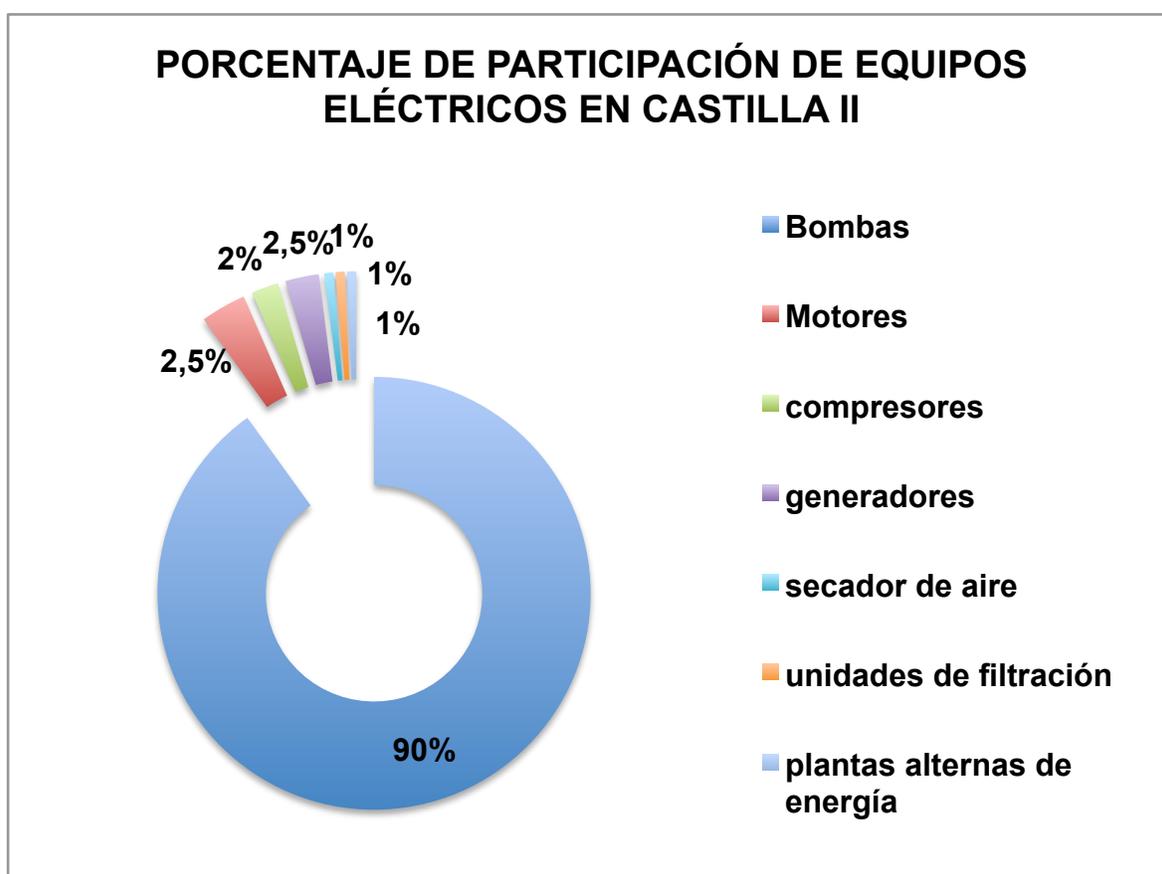
EQUIPO	TOTAL UNIDADES
Bombas	133
Motores	5
compresores	3
generadores	4
secador de aire	1
unidades de filtración	1
plantas alternas de energía	1
TOTAL	148

[Tabla.7-b]. Tabla resumen de los equipos dispuestos en la estación de tratamiento Castilla II.
Fuente: Propia con base en información suministrada por Ecopetrol.

De acuerdo a las tablas anteriores, Campo Castilla en la estación de tratamiento Castilla II, cuenta con un total de 148 equipos que son consumidores directos de energía, entre los que se encuentran: bombas centrífugas, de desplazamiento positivo, de tornillo, bombas tipo booster, de trasiego, motores, secadores de aire, compresores, generadores, unidades de filtro y secado y plantas alternas de

generación. Entre estos, y tomando como referencia la auditoría energética realizada a PETROECUADOR [1], se tiene que las bombas centrífugas son las que mayor consumo energético presentan dentro de la planta de tratamiento (50%) debido a que son empleadas para vencer grandes cabezas de presión, lo que implica la realización de un trabajo mayor para lograr bombear fluido a grandes distancias. Seguidas por los compresores (10,8%), decantadores (10%), bombas de desplazamiento positivo (3,2%), bombas dosificadoras (1,2%), entre otros (24,8%).

Teniendo en cuenta que las bombas representan 90% [FIG.31]. de todos los equipos eléctricos dispuestos en la planta de tratamiento, sólo estos serán considerados en el modelo de demanda de energía, debido a que los demás equipos por volumen, no son representativos.



[FIG.31]. Porcentaje de participación de los equipos eléctricos en la planta de tratamiento Castilla II.

Fuente: Propia con base en información suministrada por Ecopetrol.

Sin embargo, se desconoce el tipo del 75% de bombas utilizadas en campo por Ecopetrol [Tabla.8]. Con la finalidad de facilitar la metodología, sólo se trabajarán bombas centrífugas debido a que en cuanto a información suministrada por catálogos de fabricantes, se encuentran disponibles las curvas de rendimiento de estos equipos. De igual manera, como criterios de selección relevantes en este

caso se tienen adicionalmente los siguientes: el tipo de fluido que puede mover el quipo haciendo referencia con esto principalmente a la viscosidad y al tipo de compuesto (si es agua, crudo pesado, liviano, derivados, químicos o mezclas agua - crudo).

EQUIPO	CANTIDAD
Bombas por determinar	100
Bombas trasiego	8
Bombas desplazamiento +	1
Bombas de banda y pistones	3
Bombas con ACPM o DIESEL	5
Bombas booster	6
Bombas centrífugas	9
Bombas eléctricas	1
TOTAL BOMBAS	133

[Tabla.8]. Tipos de bombas manejados en planta.

Fuente: Propia con base en información suministrada por Ecopetrol.

De igual manera y teniendo en cuenta los documentos consultados de PETROECUADOR, se tiene que estas bombas son las que más energía consumen, por tal razón debe tenerse en cuenta que los resultados que se obtengan como resultado del cálculo de la demanda, estarán sobredimensionados.

❖ BOMBAS SELECCIONADAS

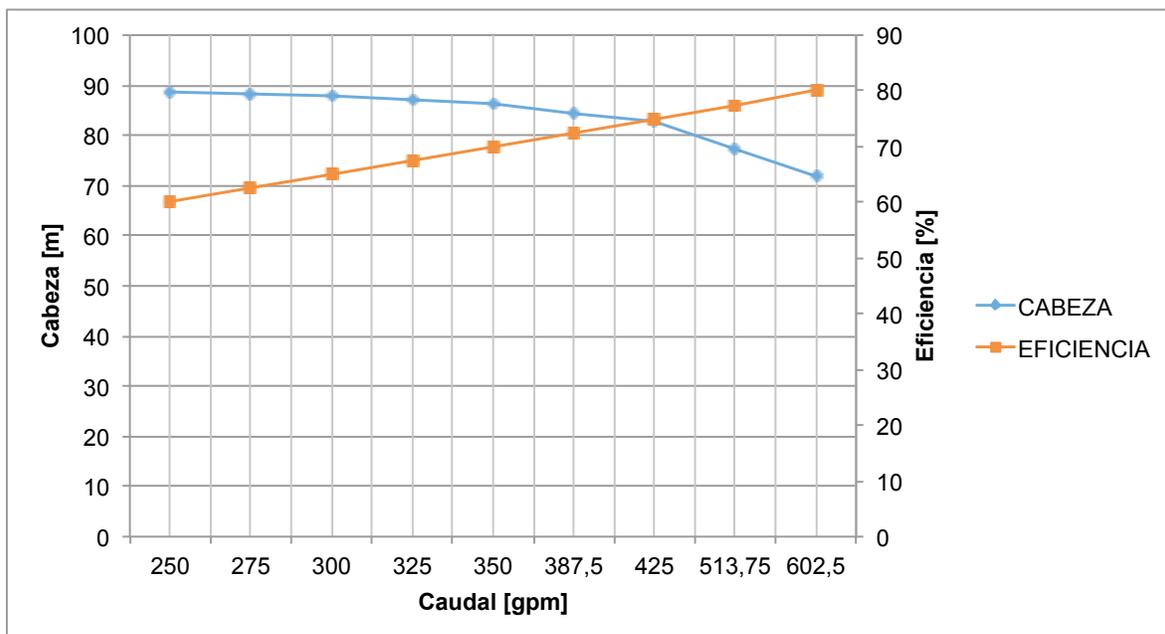
Los equipos que serán manejados para determinar el consumo de energía que tienen las plantas de tratamiento en campo castilla, se presenta a continuación:

- **Centrífuga para agua: (Marca Barmesa; Modelo 1A3).**

Esta bomba, posee la capacidad de manejar grandes caudales y presiones, características necesarias para la aplicación específica que se tiene de las mismas en campo. Los parámetros de operación de la bomba bajo eficiencia máxima se presentan en la [Tabla 9], en tanto la curva característica de la misma se muestra en la [Fig. 32].

PARAMETROS		
η	0,8	%
POTENCIA	40	hp
CAUDAL MAX. @ a max eficiencia	650	gpm
CABEZA MAX. @ a max eficiencia	68,5	m

[Tabla 9]. Parámetros de la bomba Modelo 1A3, a máxima eficiencia.
Fuente: Propia.



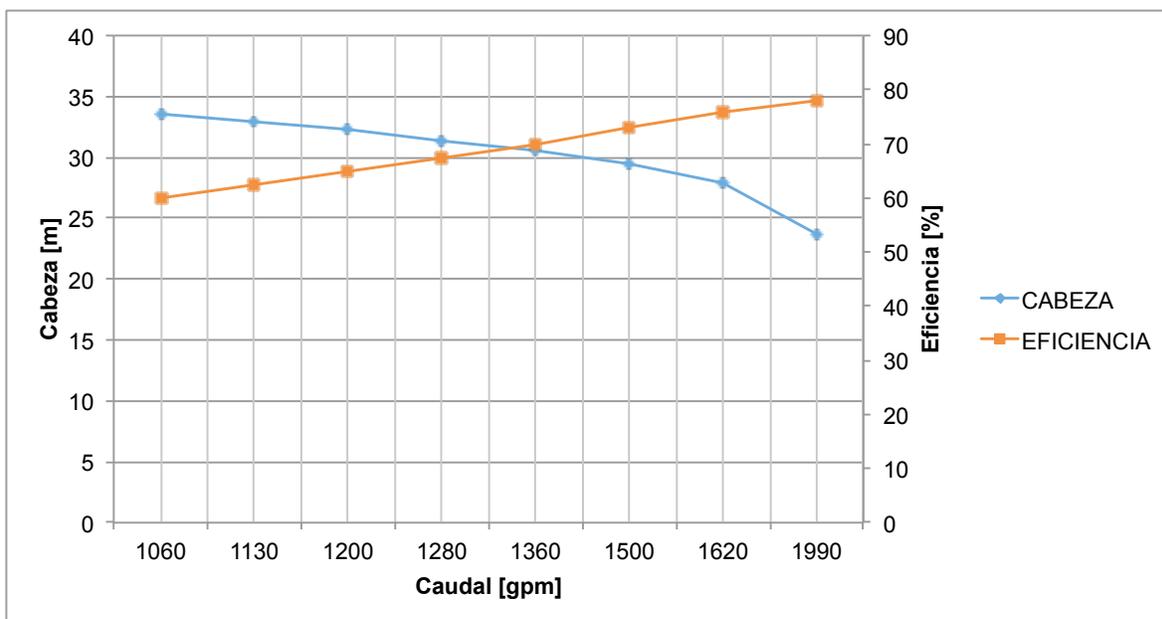
[Fig. 32]. Curva característica de la bomba Modelo 1A3.
Fuente: Propia, con base en datos del fabricante.

- **Centrífuga para crudo: (Marca Barmesa; Modelo A120).**

La bomba para crudo seleccionada es considerada un equipo de proceso ANSI por lo tanto está en capacidad de manejar grandes caudales, así como de manejar fluidos con altas viscosidades. Los parámetros de operación de la bomba bajo su eficiencia máxima se presentan en la [Tabla 10], en tanto la curva característica de la misma se muestra en la [Fig. 33].

PARAMETROS		
η	78	%
POTENCIA	50	hp
CAUDAL MAX. @ a max eficiencia	2160	gpm
CABEZA MAX. @ a max eficiencia	21,9	m

[Tabla 10]. Parámetros de la bomba Modelo A120, a máxima eficiencia.
Fuente: Propia



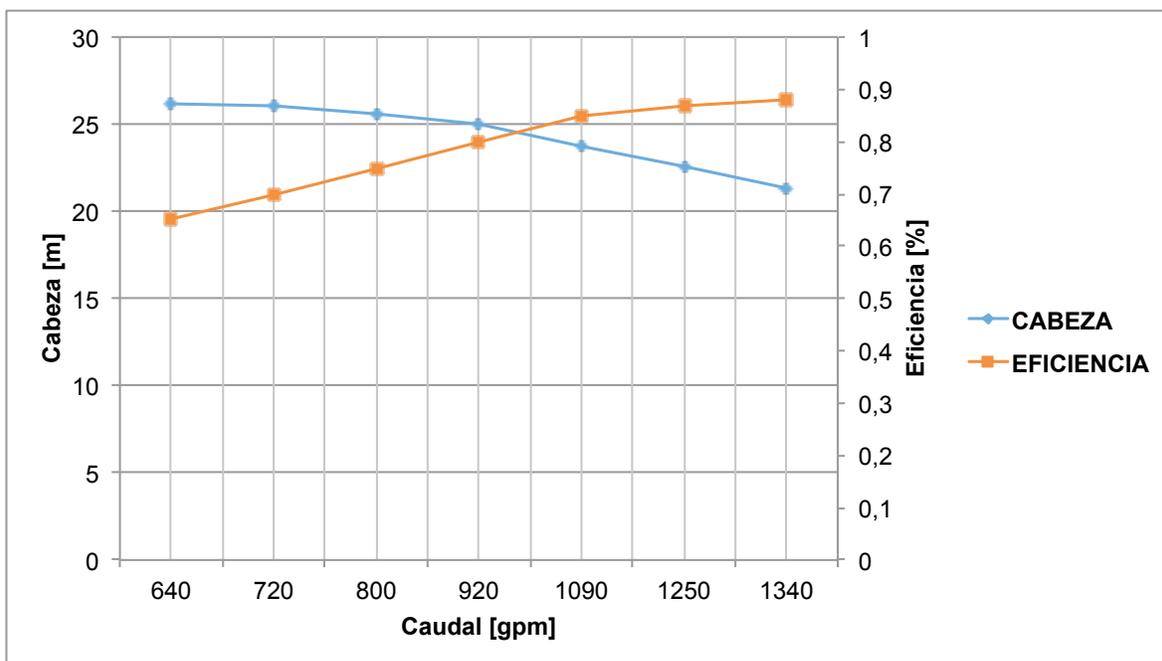
[Fig. 33]. Curva característica de la bomba Modelo A120.
Fuente: Propia, con base en datos del fabricante.

- **Centrífuga para Nafta: (Marca WDM PUMPS; Modelo GE 5C).**

La bomba seleccionada para nafta, es catalogada bomba ANSI por lo que tiene la capacidad de mover cualquier tipo de fluido industrial independientemente de la viscosidad que el mismo posea. Los parámetros de operación del equipo bajo su eficiencia máxima se presentan en la [Tabla 11], en tanto la curva característica de la misma se muestra en la [Fig. 34].

PARAMETROS		
η	0,88	%
POTENCIA	25	hp
CAUDAL MAX. @ a max eficiencia	1340	gpm
CABEZA MAX. @ a max eficiencia	21,34	m

[Tabla 11]. Parámetros de la bomba WDM PUMPS Modelo GE 5C, a máxima eficiencia.
Fuente: Propia.



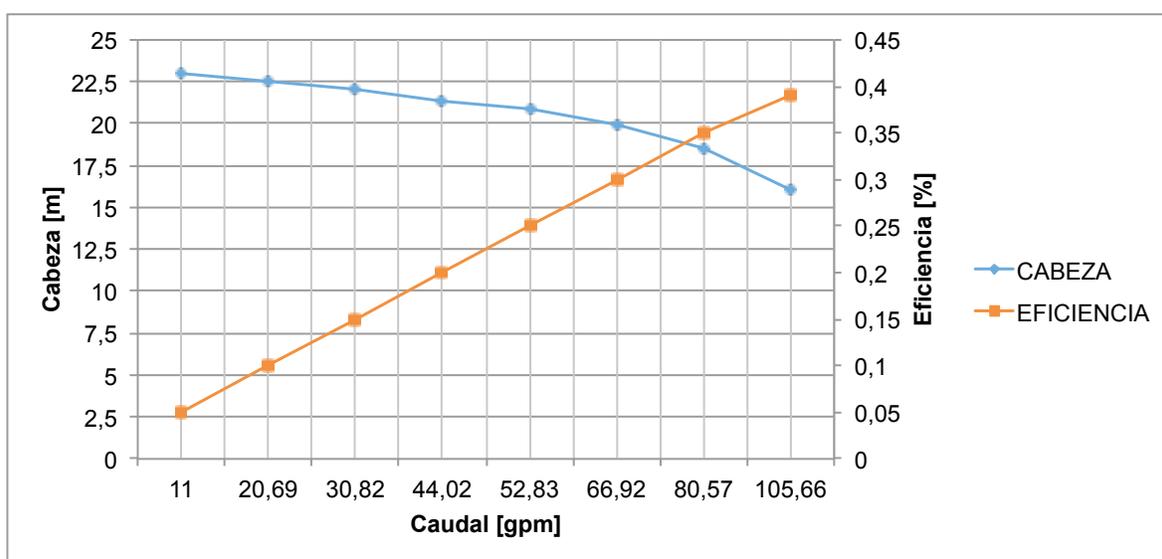
[Fig. 34]. Curva característica de la bomba WDM PUMPS Modelo GE 5C.
Fuente: Propia, con base en datos del fabricante.

- **Centrífuga para Químico: (Marca Siebec; Modelo M390).**

Es una bomba centrífuga de sello magnético, posee la capacidad de transportar tanto ácidos como bases y a temperaturas de hasta 110°C. Sus parámetros de operación a máxima eficiencia se presentan en la [Tabla 12], en tanto la curva característica de la misma se muestra en la [Fig. 35].

PARAMETROS		
η	0,39	%
POTENCIA	4	hp
CAUDAL MAX. @ a max eficiencia	105,6688	gpm
CABEZA MAX. @ a max eficiencia	16	m

[Tabla 12]. Parámetros de la bomba Siebec, Modelo M390, a máxima eficiencia.
Fuente: Propia, con base en datos del fabricante.

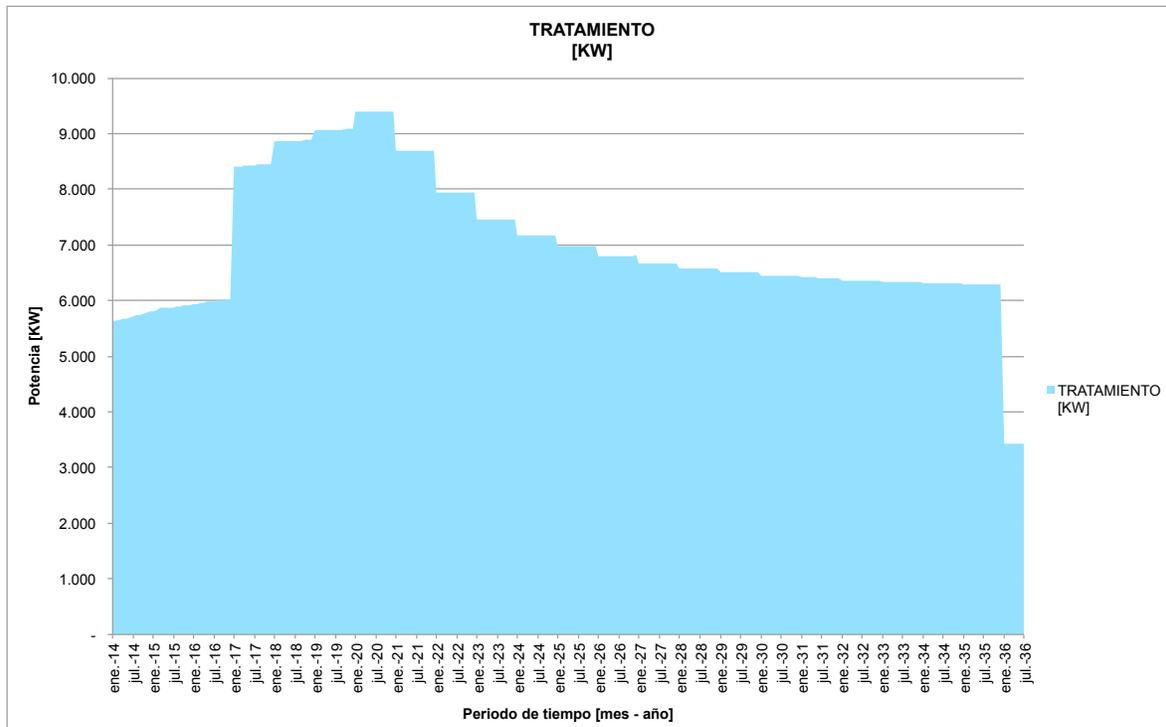


[Fig. 35]. Curva característica de la bomba Siebec, Modelo M390.
Fuente: Propia, con base en datos del fabricante.

9.1.1.1. METODOLOGÍA

Los equipos que se introducen en la interfaz de plantas de tratamiento [Fig.36] corresponden a cuatro tipos de bombas centrífugas (presentadas anteriormente), que se encuentran en función del fluido que manejan. La cantidad de dichos equipos asignada [Tabla.13] se deriva de la cuantía aproximada de la disposición de los mismos en planta (De acuerdo al diagrama [Fig.21], con base en documentos de Ecopetrol).

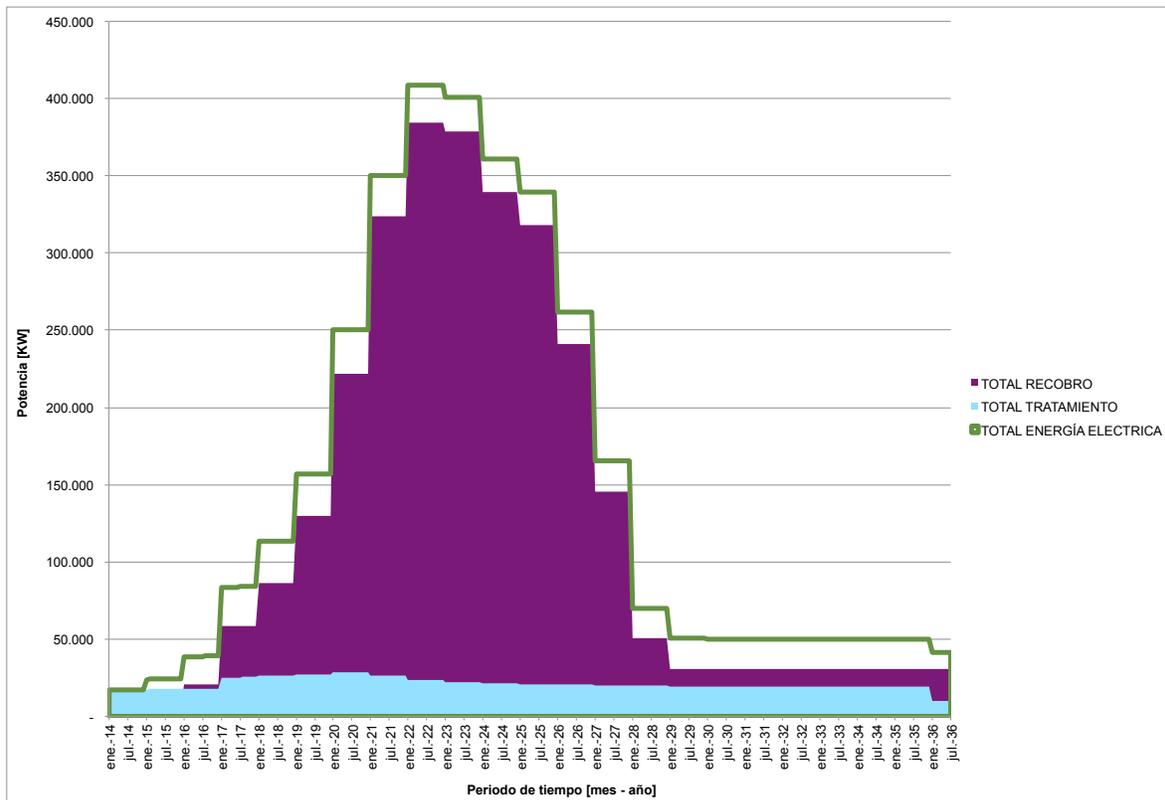
FLUIDO MANEJAR	A	NUMERO DE EQUIPOS
Químicos		7
Crudo		16
Agua		64



[Fig.37]. Consumo de potencia para plantas de tratamiento
Fuente: Semillero de demanda de energía (DEM). Ecopetrol - UNAB - UPB.

7.3.3. DEMANDA DE ENERGÍA CONJUNTA

Una vez se dispone de la información de consumo de energía por concepto de las diferentes etapas del upstream analizadas (tratamiento y recobro), se obtiene la **[Fig.38]**. En la cual se presenta el consumo de energía de campo Castilla que equivale en promedio a 408,3 MWh-día aproximadamente, para su periodo de mayor demanda (entre Enero y Diciembre de 2022). De igual manera, se hace evidente que recobro es la etapa que mayor consumo de energía presenta, siendo esta 16 veces superior a la que se tiene por concepto de tratamiento para el año 2022. Porcentualmente, dicha participación en el consumo de energía de estas dos etapas corresponde a 94% para recobro y 6% tratamiento.



[Fig.38]. Consumo de potencia total y por cada una de las diferentes etapas del upstream.

Fuente: propia.

8. CARACTERIZACIÓN ENERGÉTICA DE CASTILLA LA NUEVA

8.1. POTENCIAL DE RADIACIÓN SOLAR

Para determinar el potencial solar que existen en la zona de influencia del proyecto, se toma en cuenta que la planta de tratamiento Castilla II se encuentra ubicada a 6,24 Km al nororiente del casco urbano del municipio de Castilla la Nueva, en las coordenadas 1047357.639 E (longitud: -64,0357) y 917397.77 N (Latitud: 8,2685) a una altitud de 397,014 MSNM, sin embargo, para estas coordenadas no se tiene información en las bases de datos de la NASA y METEONORM, por tal razón y teniendo en cuenta que el campo se encuentra en jurisdicción del municipio de Castilla la Nueva, se toman las coordenadas geográficas del mismo (latitud:3.8302 ; longitud: -73.6825) como referente. Los resultados obtenidos [Tabla 14], muestran la disponibilidad del recurso incidente diariamente en la zona.

De acuerdo a lo presentado por los portales internacionales, se tiene que el promedio diario de radiación en Castilla la Nueva, es de 4,31 kWh/m²/día, oscilando entre 3,87 y 4,9 kWh/m²/día según METEONORM, en tanto los datos presentados por la NASA arrojan un menor promedio diario correspondiente a

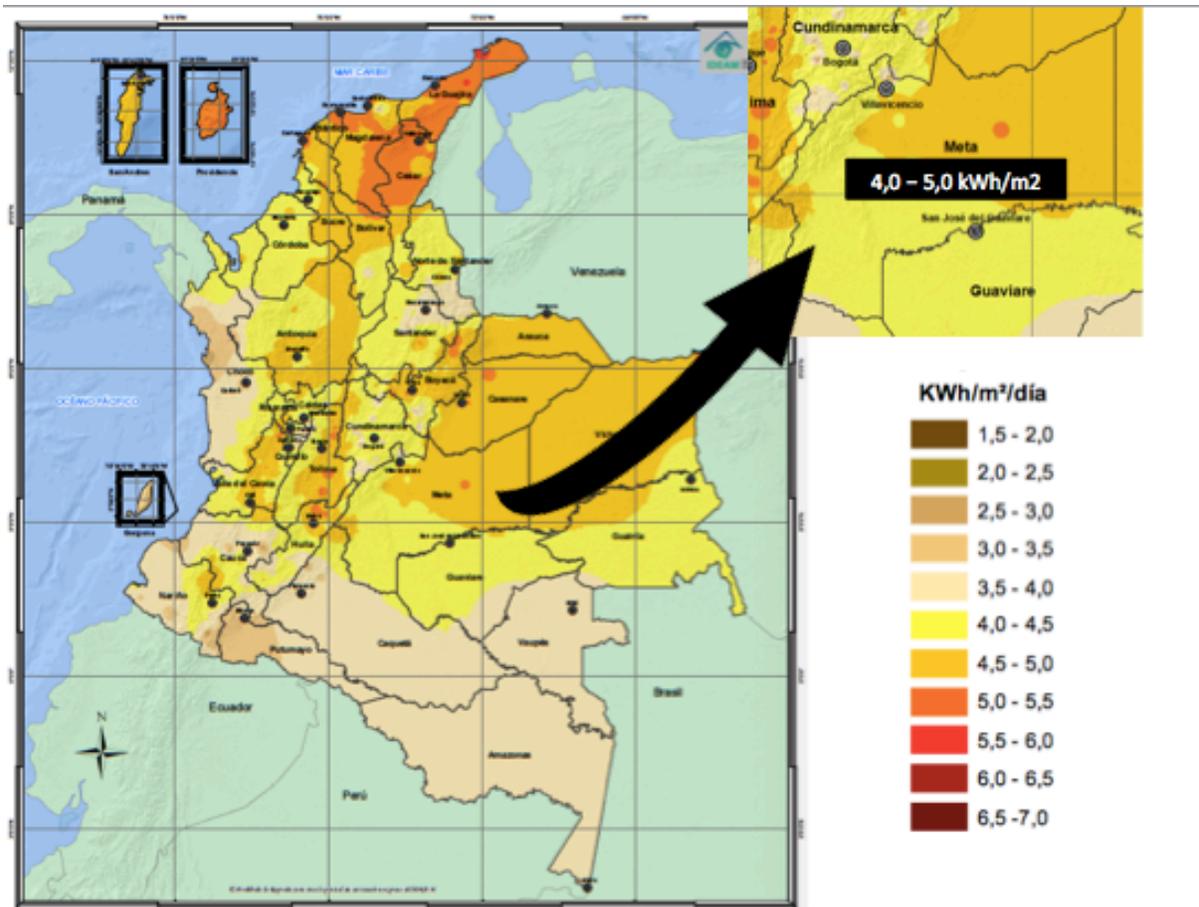
4,07 kWh/m²/día, presentándose la mayor radiación en el mes de Enero con 4,52 kWh/m²/día y la menor en Junio de 3,64 kWh/m²/día.

Los datos de radiación dispuestos por el IDEAM para todo el territorio Colombiano y en particular para el departamento del Meta, muestran que en esta zona del país se tienen intensidades que varían entre los 4 y 5 kWh/m²/d **[Fig.39]**, presentándose una variación de 0,5 kWh/m² entre la zona suroeste y noreste, siendo esta segunda en donde se presenta radiación hasta de 5 kWh/m²/d. Castilla la Nueva al estar situada a 58 Km al sur de la capital del departamento, se encuentra dentro de la zona que dispone de mayor radiación (realizando superposición de los mapas presentados **Figuras: [40-a y 40-b]**). El promedio diario de radiación reportado por esta entidad para el sitio de estudio es de 4,38 kWh/m²/día aproximadamente.

MES	Radiación Global		
	METEONORM	IDEAM	NASA
Enero	4,87	5	4,52
Febrero	3,97	4,5	4,32
Marzo	3,97	4	4,01
Abril	3,97	4	3,81
Mayo	3,90	4	3,85
Junio	3,87	4	3,64
Julio	4,10	4	3,73
Agosto	4,50	4,5	3,98
Septiembre	4,83	4,5	4,35
Octubre	4,90	4,5	4,35
Noviembre	4,13	4,5	4,14
Diciembre	4,77	5	4,19
PROMEDIO	4,31	4,38	4,07

[Tabla 14]: Promedio anual de radiación solar para el municipio de Castilla la Nueva- Meta.

Fuente: NASA



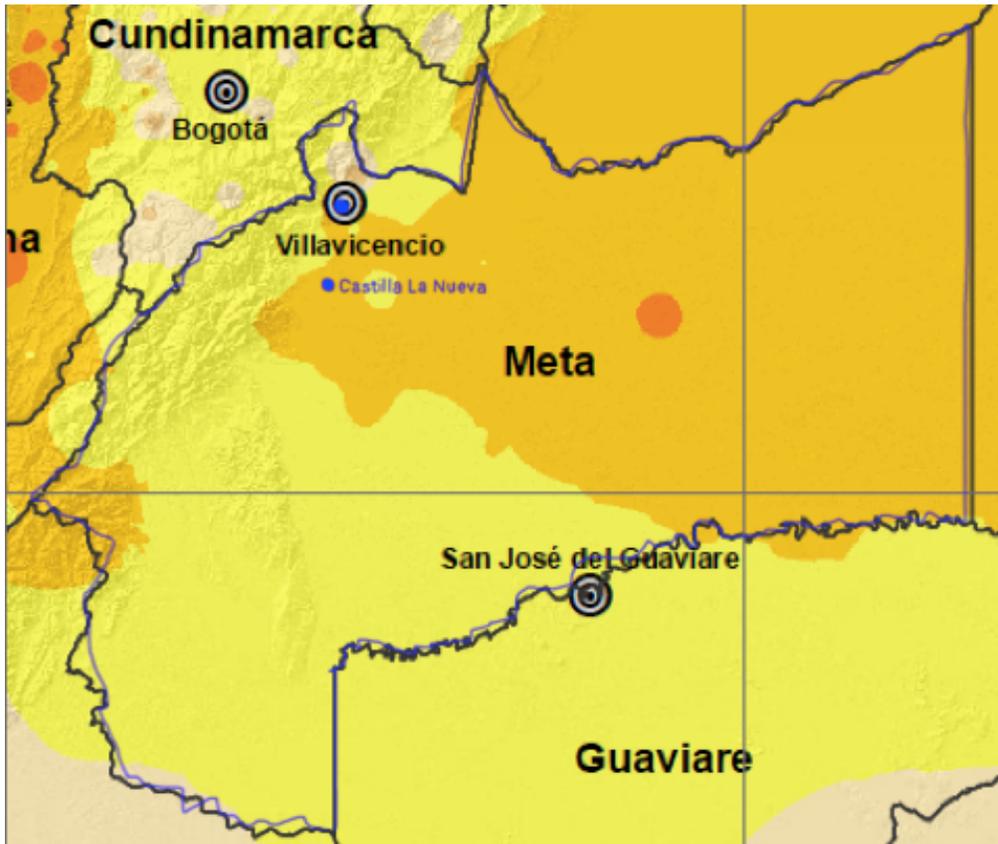
[Fig.39]: Radiación global horizontal media en Colombia.⁴⁰
Fuente: IDEAM

⁴⁰ La **radiación global horizontal** es el resultado de la unión de las dos componentes de la radiación:

- radiación directa (es la que incide sobre cualquier superficie con un ángulo único y preciso).
- radiación difusa (Es la longitud de onda que es desviada por gases y partículas en la atmósfera).

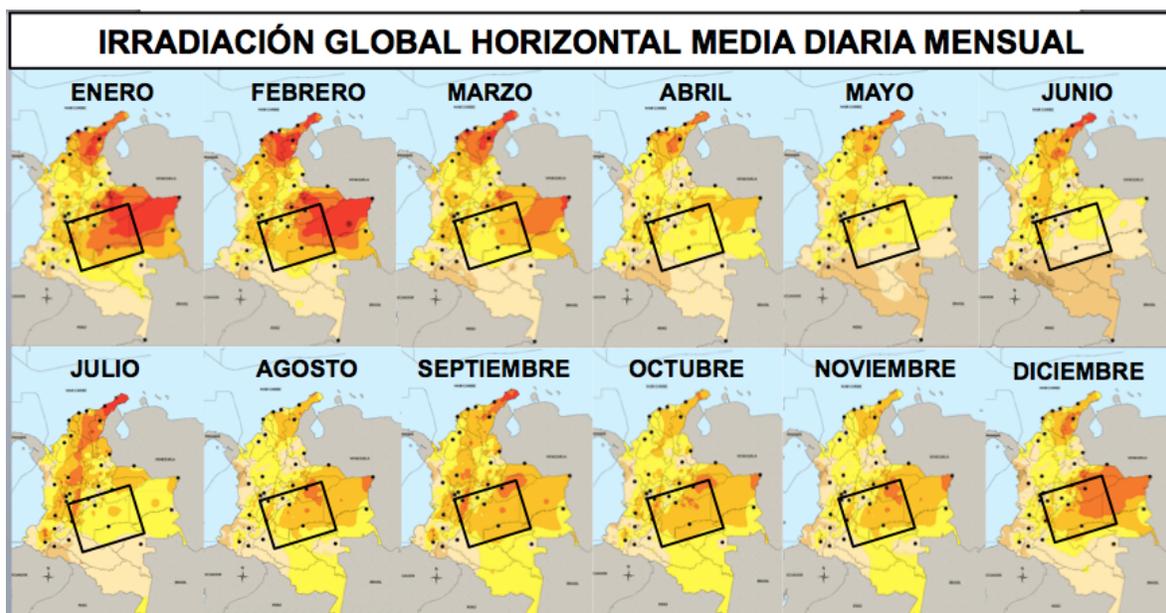


[Fig.40-a]: Ubicación de Castilla la Nueva respecto a Villavicencio.
Fuente: Google Maps.



[Fig.40-b]: Radiación solar en Castilla la Nueva. (Superposición de mapas).
Fuente: Propia.

De igual manera, y de acuerdo al atlas de radiación global horizontal mensual en Colombia [Fig.41], se tiene que Enero es el mes que presenta mayor radiación con promedio de 5,0 a 5,5 kWh/m²/día, en tanto promedios de radiación de 4,5 a 5,0 kWh/m²/día se presentan en los meses de Febrero, Agosto, Septiembre, Octubre, Noviembre y Diciembre. Los meses que presentan menor disponibilidad de este recurso son: Marzo, Abril, Mayo, Junio y Julio.



[Fig.41]: Atlas de radiación global horizontal mensual en Colombia.

Fuente: IDEAM.

8.1.1. COMPARATIVO BASES DE DATOS PARA RADIACIÓN SOLAR

Debe considerarse que el uso de imágenes y datos satelitales para determinar la cantidad de radiación solar sobre una zona es válida como una aproximación inicial del potencial del recurso, ya que dicha información posee una exactitud limitada, esto como consecuencia de la distancia a la que se encuentran ubicados los satélites uno de otro lo que hace que se genere información promedio para una zona, sin embargo, las estaciones en tierra arrojan datos e información de un punto determinado (no promedios), a condiciones climáticas específicas. Autores como (Beyer et al. 1996) proponen que en comparación con datos tomados en tierra por estaciones meteorológicas, la información satelital puede presentar un error cuadrático medio que oscila entre 18% y 20%, otros estudios muestran que el error derivado de calcular la radiación solar para determinada zona con datos satelitales puede estar alrededor de 12% (Zelenka et al. (1999)) y otros aseveran que el error cuadrático medio que se presenta de manera natural al trabajar con imágenes satelitales es de 15%.

Por tal razón y con la finalidad de trabajar datos de mayor confiabilidad y precisión se comparan las tres bases de datos mencionadas anteriormente, tanto en

parámetros técnicos de operación y funcionamiento de las mismas [Tabla: 15] como de la data arrojada [Fig.42].

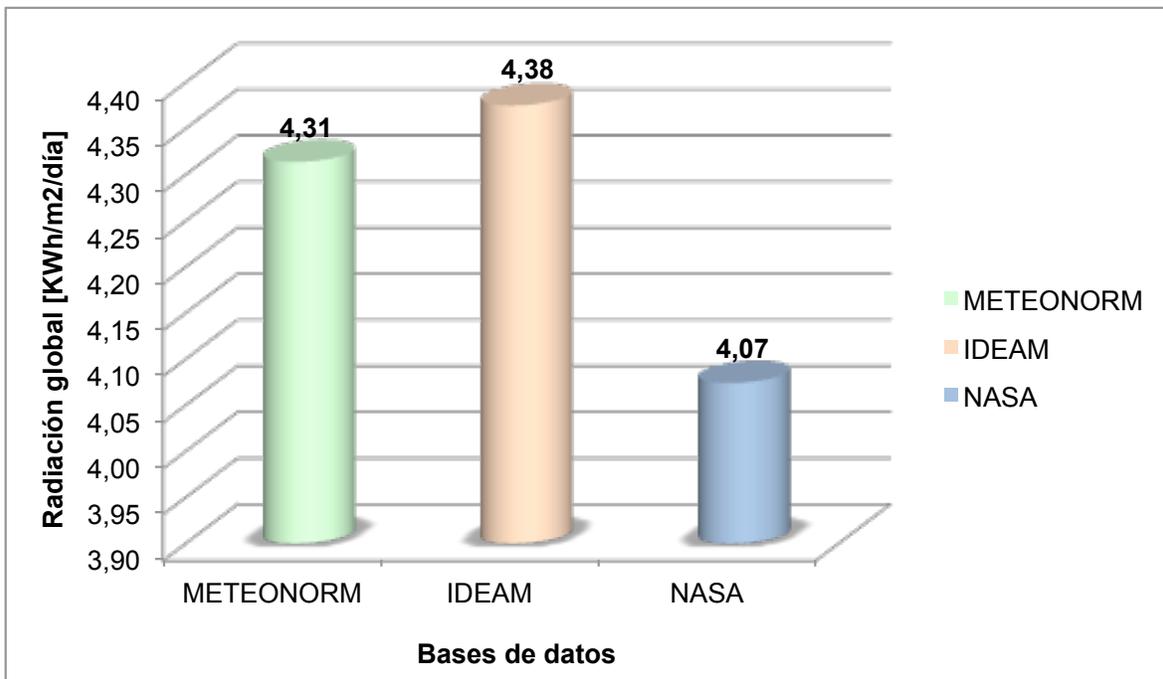
PARÁMETROS	NASA	METEONORM	IDEAM
Antigüedad de datos	2005	2010	2014
Grilla	La resolución de la información tomada del ISCCP es de 30 Km * 30 Km por pixel. Los datos generados por medio del uso de satélites GEOS 4 poseen una resolución de 1° de latitud por 1° de longitud, es decir de 111 km por 88,9 km.	Resolución 8 km a nivel mundial y 3 km para Europa y el norte de África.	No se tiene información, ya que se realiza un mapeo general, sin embargo teniendo en cuenta que el IDEAM cuenta con 550 puntos de obtención de información sobre radiación solar en el país, la distancia equidistante entre los mismos sería de 3,8855 Km. ⁴¹
Número de estaciones	200 Satélites meteorológicos en la órbita geoestacionaria	8324 estaciones meteorológicas a nivel mundial.	383 estaciones meteorológicas

[Tabla: 15]: Cuadro comparativo de las tres bases de datos manejadas.

Fuente: Propia.

Con base en lo anterior y en los resultados presentados en la [Tabla 14], se tiene que la información con menor grado de variación se presenta con las bases de datos del IDEAM y METEONORM. [Fig.45].

⁴¹ Cálculo realizado tomando la red de referencia (550 puntos de obtención de información) y distribuyéndolos en un mallado equidistante respecto a la superficie total del país (1141748 km²).



[Fig.42]. Comparativa bases de datos trabajadas.
 Fuente: Propia con datos tomados del IDEAM, NASA y METEONORM.

8.1.2. HORAS PICO SOLARES (CALCULO)

Las horas pico solares (HPS), representan la cantidad de horas al día en que se cuenta con una irradiancia máxima, es decir, con 1000 W/m² lo que equivale a 1kWh/m². Este parámetro es de gran importancia para determinar la viabilidad de las instalaciones fotovoltaicas, en cuanto a suplir necesidades energéticas se refiere, ya que si bien se puede contar con varias horas de sol al día, la intensidad del recurso no siempre está presente en su máxima expresión lo que supone un menor rendimiento de los paneles solares y por ende una menor generación de energía.

Para realizar el cálculo de las HPS, se debe conocer la irradiancia promedio que se tiene en la zona de estudio para los diferentes meses del año, con la finalidad de determinar el mes crítico, es decir, aquel periodo de tiempo en el que se cuenta con menor irradiancia ya que este es el parámetro de partida para determinar qué tan viable (en términos de abastecimiento de la demanda) resultaría un emplazamiento solar en la zona de Castilla la Nueva.

Considerando los datos presentados anteriormente en la [Tabla 14], se tiene que el mes más crítico respecto a incidencia de este recurso es Junio ya que presenta el promedio más bajo de radiación solar: 3,86 kWh/m²/d (METENORM); 4 kWh/m²/d (IDEAM) y 3,64 kWh/m²/d (NASA). Como se comprobó, hay más precisión y concordancia entre los datos presentados por las dos primeras bases

de datos enunciadas, razón por la que de las dos, se tomará el promedio diario más bajo, es decir 3,86 kWh/m²/d.

De esta manera:

$$HPS = \frac{\text{Irradiación incidente}}{\text{Irradiancia máxima}}$$

$$HPS = \frac{3,86 \text{ kW/m}^2/\text{dia}}{1 \text{ kW/m}^2/\text{dia}}$$

$$HPS = 3,86 \text{ horas}$$

8.2. POTENCIAL DE RECURSO EÓLICO

Para determinar el potencial eólico de Castilla la Nueva sólo se tomará en consideración la información suministrada por el atlas de viento de Colombia dispuesto por el IDEAM ya que este brinda mayor información que las bases de datos de la NASA y METEONORM. Dicha información corresponde a velocidades y dirección del viento en superficie, lo que facilita la determinación de factores técnicos para la implementación de emplazamientos eólicos. Sin embargo, al igual que para el recurso solar, se realizará la comparación entre los datos suministrados por las diferentes bases de datos manejadas hasta el momento.

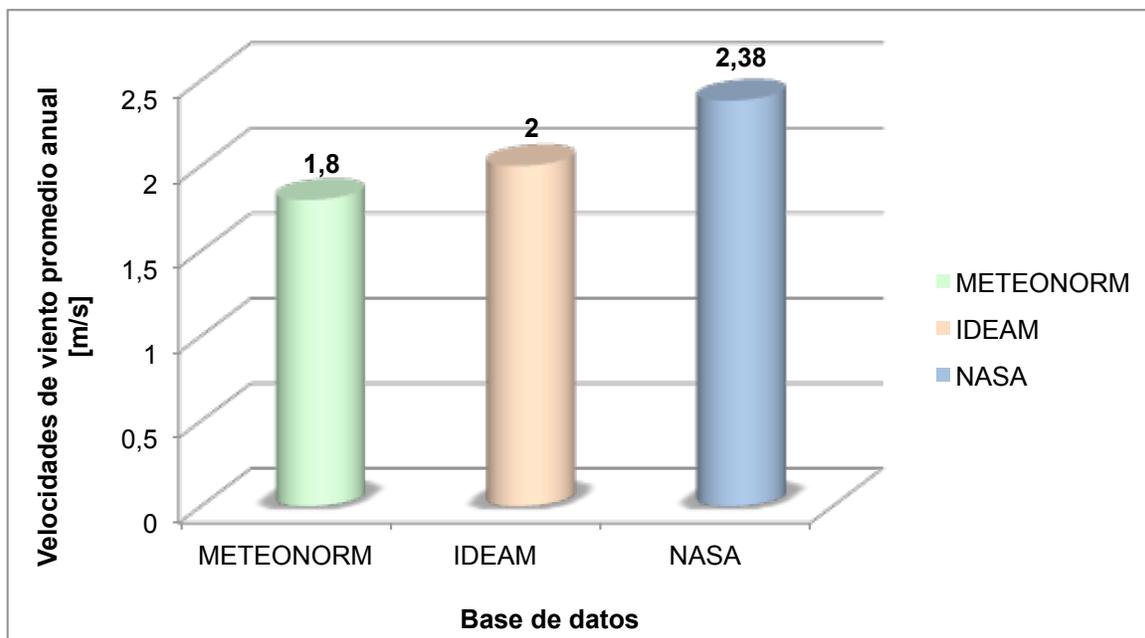
De acuerdo a la [Tabla 16], las velocidades de viento en el área oscilan entre los 2 m/s y 3 m/s (a manera general). Se evidencia al igual que con el recurso solar, que la data presentada por el IDEAM y METEONORM posee mayor concordancia y similitud que la información arrojada por la NASA respecto de la expuesta por el IDEAM [Fig. 43]. Según los mapas de viento de esta última entidad, se tiene que el promedio anual de velocidad de viento en superficie (medido a 10 m del suelo) para la zona de Castilla la nueva es de 2,58 m/s aproximadamente. El último y primer bimestre del año comprendido por los meses de Noviembre, Diciembre, Enero y Febrero, es cuando se presentan en la zona de influencia las mayores velocidades de viento, comprendidas entre 3 y 4 m/s, en tanto el resto del año se presentan entre 0 y 3 m/s, siendo específicamente Junio y Julio los que menor intensidad de recurso presentan. [Tabla 16], [Fig.44]. A 50 m del suelo las velocidades de viento oscilan entre los 0 y 4 m/s. (Datos presentados correspondientes al año 2015). De igual manera y en complemento a lo presentado, los atlas de viento de Colombia brindan información sobre la dirección y la frecuencia de la intensidad del viento, la cual plasman en las rosas de viento [Fig.45], que para la zona de estudio son tres correspondientes a las estaciones climatológicas con que cuenta el IDEAM cerca de Castilla la Nueva. Los datos que presentan estas rosas de viento llevan a concluir que en esta zona **NO ES VIABLE** la implementación de generadores eólicos de eje horizontal, ya que la mayor parte del tiempo se presentan vientos de baja velocidad (entre 0,5 m/s y 1,5

m/s), que no permitirían al aerogenerador empezar a generar, pues se encuentra muy por debajo del punto de arranque de los mismos.

MES	Velocidad de viento en superficie (medida a 10 m sobre el suelo) [m/s]		
	METEONORM	IDEAM	NASA
Enero	1,8	3	2,2
Febrero	1,8	3	2,3
Marzo	1,7	2	2,3
Abril	1,6	2	2,2
Mayo	1,6	2	2,3
Junio	1,6	0	2,9
Julio	1,9	0	3
Agosto	2,1	2	2,7
Septiembre	2,1	2	2,5
Octubre	2	2	2
Noviembre	1,8	3	2
Diciembre	1,7	3	2,2
AÑO	1,8	2	2,38

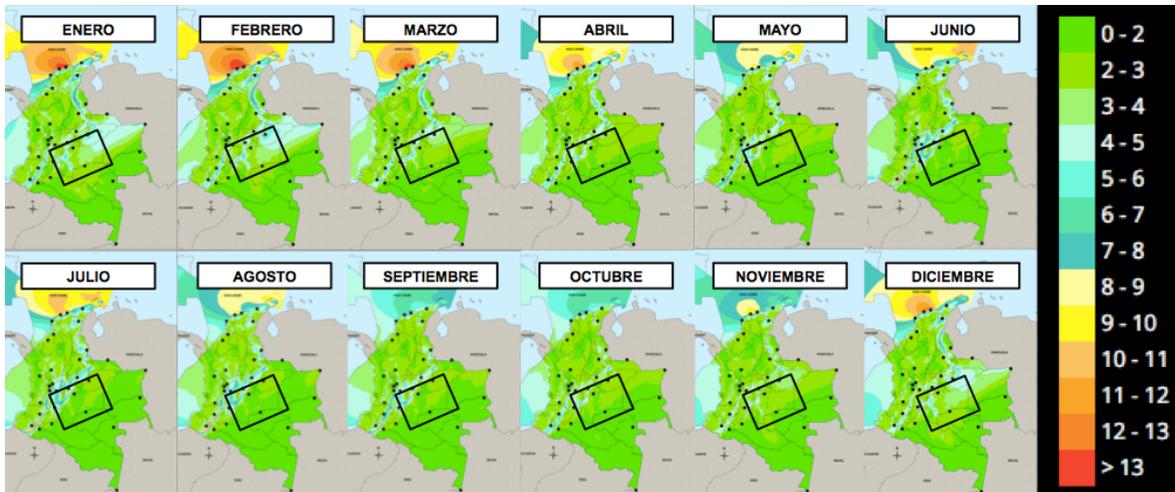
[Tabla 16]: Velocidad de viento en superficie, medido a 10m sobre el suelo.

Fuente: Propia con datos tomados del IDEAM, NASA y METEONORM.

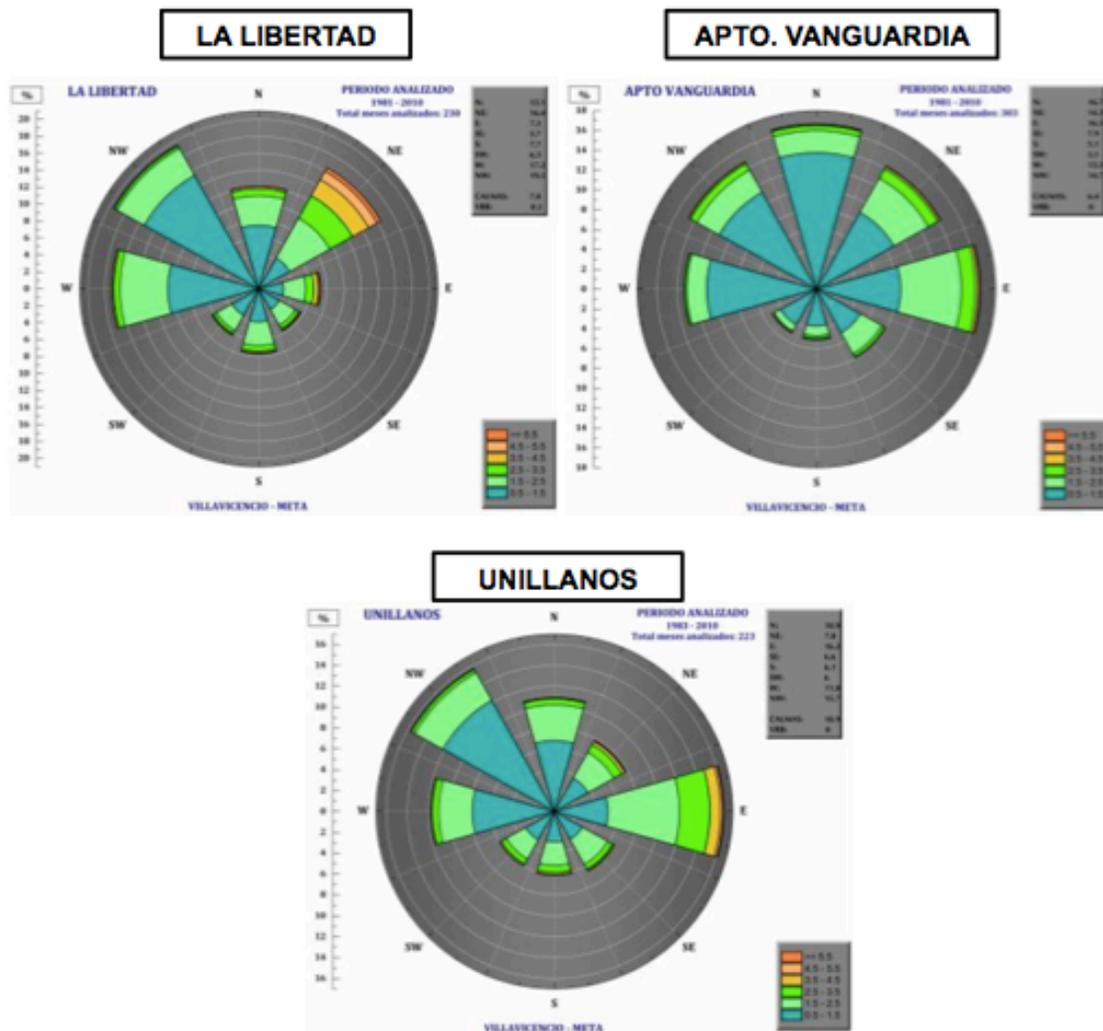


[Fig. 43]: Velocidad de viento en superficie (10 m sobre el suelo). Promedio anual.

Fuente: Propia con datos tomados del IDEAM, NASA y METEONORM.

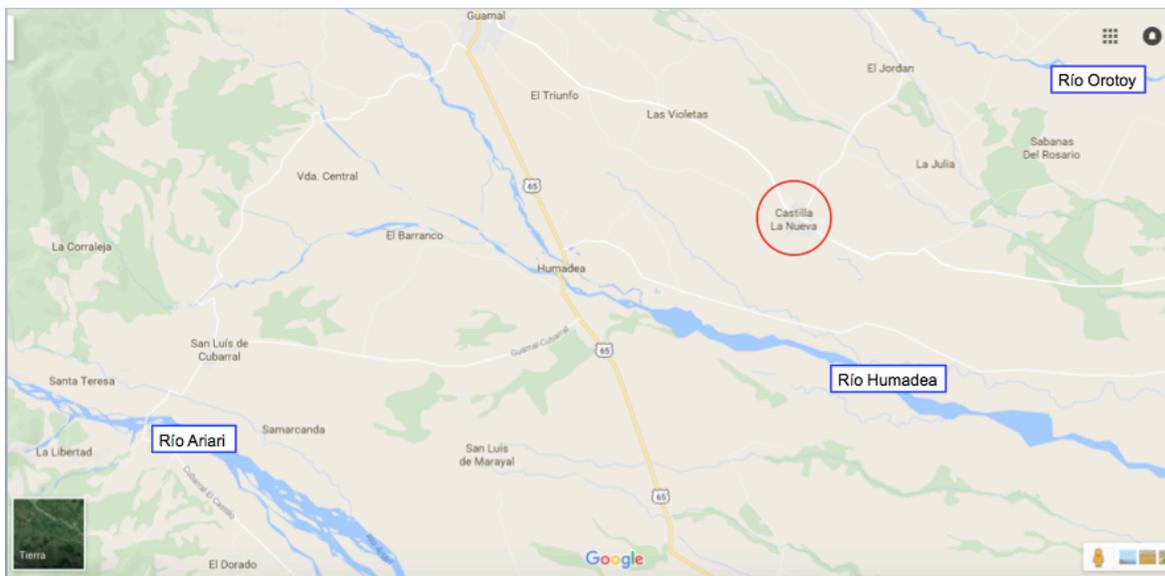


[Fig.44]: Velocidad de viento en superficie promedio mensual.
Fuente: IDEAM.



6.8. POTENCIAL HÍDRICO

Como es conocido, el potencial hídrico de Colombia es enorme, razón por la que cerca del 70% de la canasta energética del país está conformada por generación hidráulica, esto, gracias a la operación conjunta tanto de grandes como de pequeñas centrales hidráulicas (PCH's). En este estudio, se caracterizarán los ríos cercanos a la zona de influencia del proyecto (Castilla la Nueva), que en este caso son tres: Orotoy, Humadea y Ariari **[Fig.46]**, para determinar la viabilidad de implementar (PCH's), como alternativa de generación eléctrica.



[Fig.46]: Ríos cercanos a Castilla la Nueva.

Fuente: Google maps.

RÍO ARIARI: Nace en la Cordillera Oriental, atraviesa el departamento de Meta de Norte a sur, desembocando en el río Guaviare que posteriormente se une al río Orinoco, siendo una de las principales corrientes hidrográficas de las regiones de Orinoquía y Amazonía. Según estudios desarrollados por el sistema de documentación e información municipal (SDIM), se tiene que los caudales promedio anuales que maneja el río son: máximo: 731 m³/seg, medio: 150 m³/seg y mínimo: 30 m³/seg. De igual manera el denominado flujo base del río, es decir, el caudal que permanece en épocas de verano intenso es de 3.6 m³/s **[59]**. De igual manera, el río maneja para años secos, un caudal de 258,6 m³/s y para años medios 512,6 m³/s. **[62]**.

El río Ariari, se encuentra ubicado a una distancia aproximada de 13,8 Km respecto a Castilla la Nueva en línea recta **[Fig.47]**. De acuerdo a información geográfica brindada por google maps, se tiene que para llegar al río Ariari utilizando la vía disponible, se debe pasar antes por los municipios de guamal y humadea. Por medio de aproximaciones geométricas de las distancias y utilizando el teorema de pitágoras, se tiene que:

$$H^2 = a^2 + b^2$$

Donde:

H = Hipotenusa

a = Cateto 1

b = Cateto 2

Para el triángulo mayor (azul turquesa):

$$b^2 = H^2 + a^2$$

$$b = \sqrt{(11,2)^2 - (9,7)^2}$$

$$b = 5,5991 \text{ Km}$$

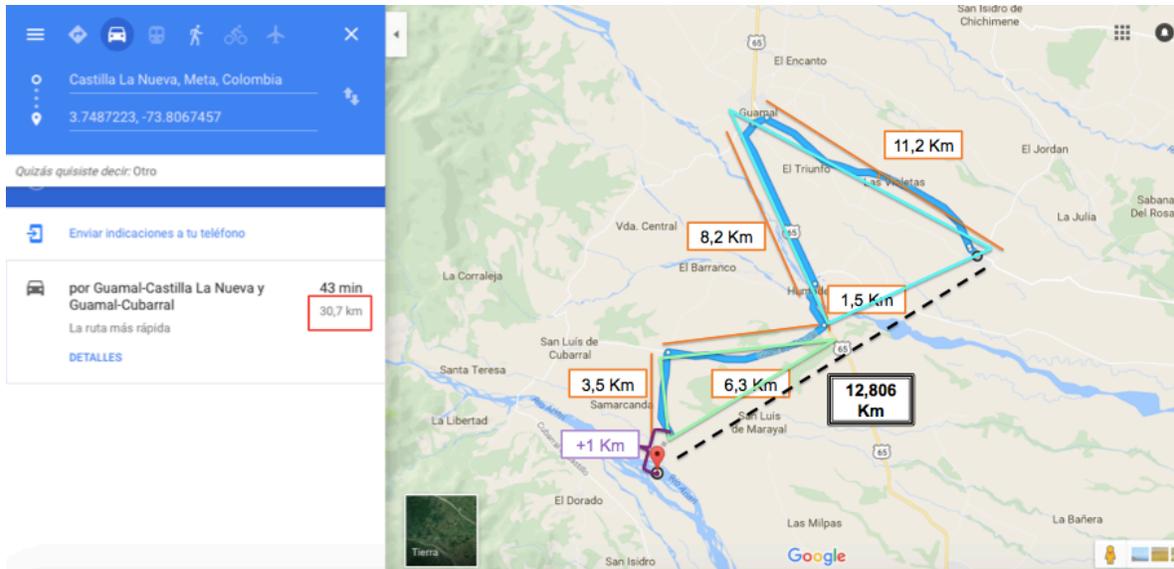
Para el triángulo menor (Verde neón):

$$H^2 = a^2 + b^2$$

$$H = \sqrt{(3,5)^2 + (6,3)^2}$$

$$H = 7,2069 \text{ Km}$$

Por lo tanto la distancia existente entre castilla la nueva y cercanías al río Ariari es de 12,806 Km equivalente a la suma de las distancias halladas. Adicional a esto, se debe tener en cuenta que se tiene un trecho de aproximadamente un kilómetro para llegar al río, el cual debe ser tenido en cuenta para la distancia total, siendo esta de 13,806 Km. **[Fig.50]**.



[Fig.47]: Distancia aproximada de Castilla la Nueva al río Ariari.
Fuente: Google maps.

RÍO HUMADEA: Este cuerpo de agua superficial, se encuentra ubicado a 7 km del casco urbano del municipio de Guamal (a 12 Km de Castilla la nueva), por la vía que conduce a San Martín de los Llanos. De acuerdo a la información suministrada por el IDEAM en el estudio nacional del agua 2014, el caudal que maneja en río Metica, conformado por los cauces de los ríos Humadea y Guamal es de 278,9 m³/s para los años medios y de 97,9 m³/s para un año seco.

Para conocer la distancia aproximada a la que se encuentra el río humadea de Castilla la Nueva, se hace uso de la proporcionalidad. En este caso y mediante Google Maps, se tiene que la distancia aproximada entre San Lorenzo y San Miguel es de 2,5 Km, partiendo de esto y considerando puntos de referencia verticales en ambos casos medidos geoméricamente, (es decir entre Castilla la Nueva y el río Humadea y entre los municipios de San Lorenzo y San Miguel), se tiene que:

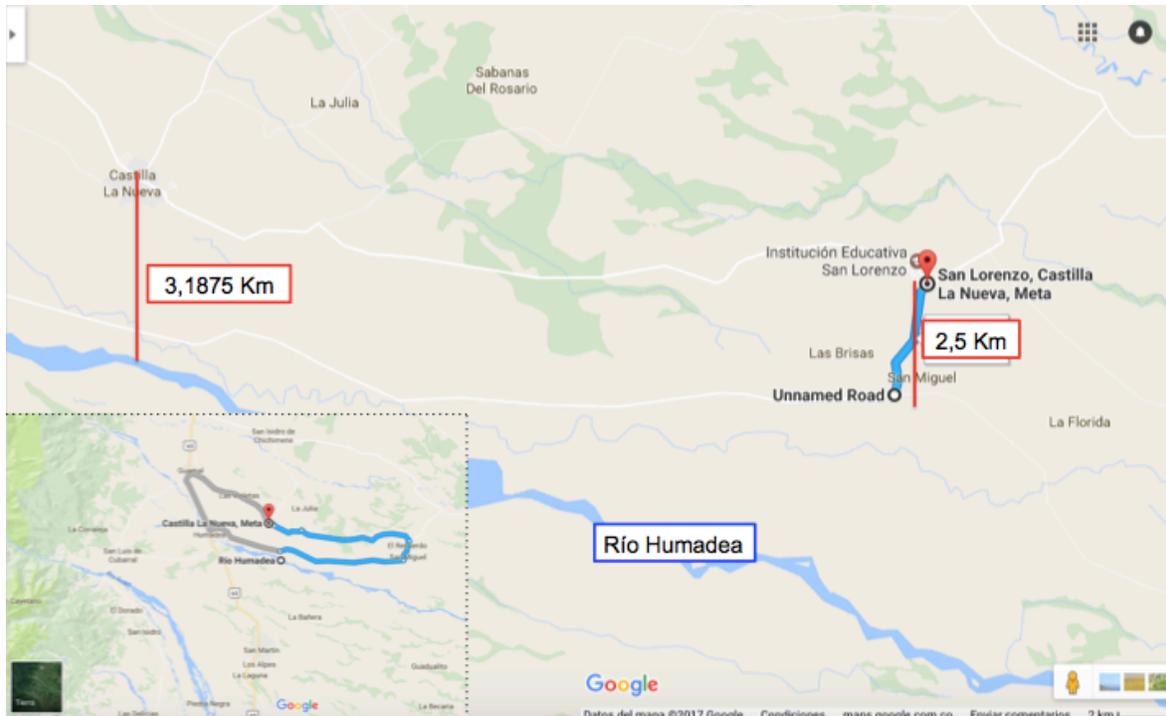
$$\frac{\text{Distancia (Km)}}{\text{Distancia (Cm)}}$$

$$\frac{2,5 \text{ Km}}{4 \text{ Cm}} = \frac{X}{5,1 \text{ Cm}}$$

$$X = \frac{(2,5 \text{ Km} * 5,1 \text{ Cm})}{4 \text{ Cm}}$$

$$X = 3,1875 \text{ Km}$$

Por lo tanto, la distancia aproximada mas corta entre el río Humadea y Castilla la Nueva es de 3,1875 Km. **[Fig.48].**



[Fig.48]: Distancia aproximada de Castilla la Nueva al río Humadea.
Fuente: Google maps.

RÍO OROTOY: La cuenca del río Orotoy que hace parte de la cuenca hidrográfica del río Meta, se encuentra localizada en la parte Nor-Oriental de la cordillera occidental sobre el departamento de Meta. El río, que pertenece a la vertiente del Atlántico – Mar Caribe, posee un área de 188,1 Km² y una longitud de aproximadamente 54 Km que se extiende por la zona norte de los municipios de Acacias y San Carlos de Guaroa y por la zona sur de los municipios de Guamal y Castilla la nueva. A lo largo de su recorrido, el río recibe las aguas de varias quebradas entre las que se encuentran: El retiro, San Luis, Pajuil, San francisco, Providencia, entre otras para finalmente desembocar en el río Acacias.

Para conocer la distancia aproximada del río a Castilla la Nueva, se hace uso del teorema de pitágoras, en este caso:

$$a^2 = H^2 + b^2$$

$$a = \sqrt{(9,6)^2 - (3,5)^2}$$

$$b = 8,9392 \text{ Km}$$

Considerando de igual manera, la distancia existente entre castilla la nueva y El Jordan que es de 5,9 Km, se tiene que el río se encuentra ubicado aproximadamente a 14,8392 Km de Castilla la Nueva **[Fig.49]**.



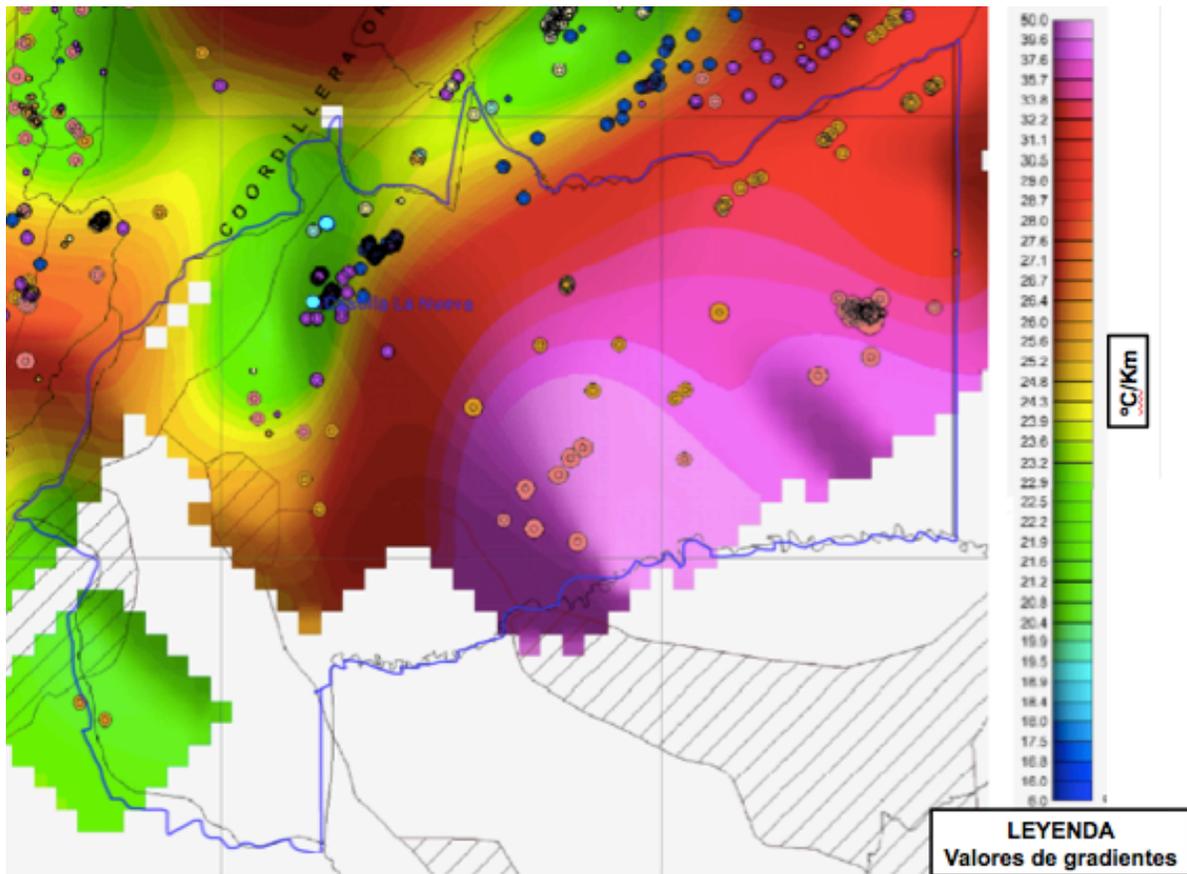
[Fig.49]: Distancia aproximada de Castilla la Nueva al río Orotoy.
Fuente: Google maps.

8.4. POTENCIAL GEOTÉRMICO

La energía geotérmica a implementar en este proyecto es binaria, ya que se busca emplear el agua de producción como fuente de calor para otros procesos que se desarrollan al interior del campo.

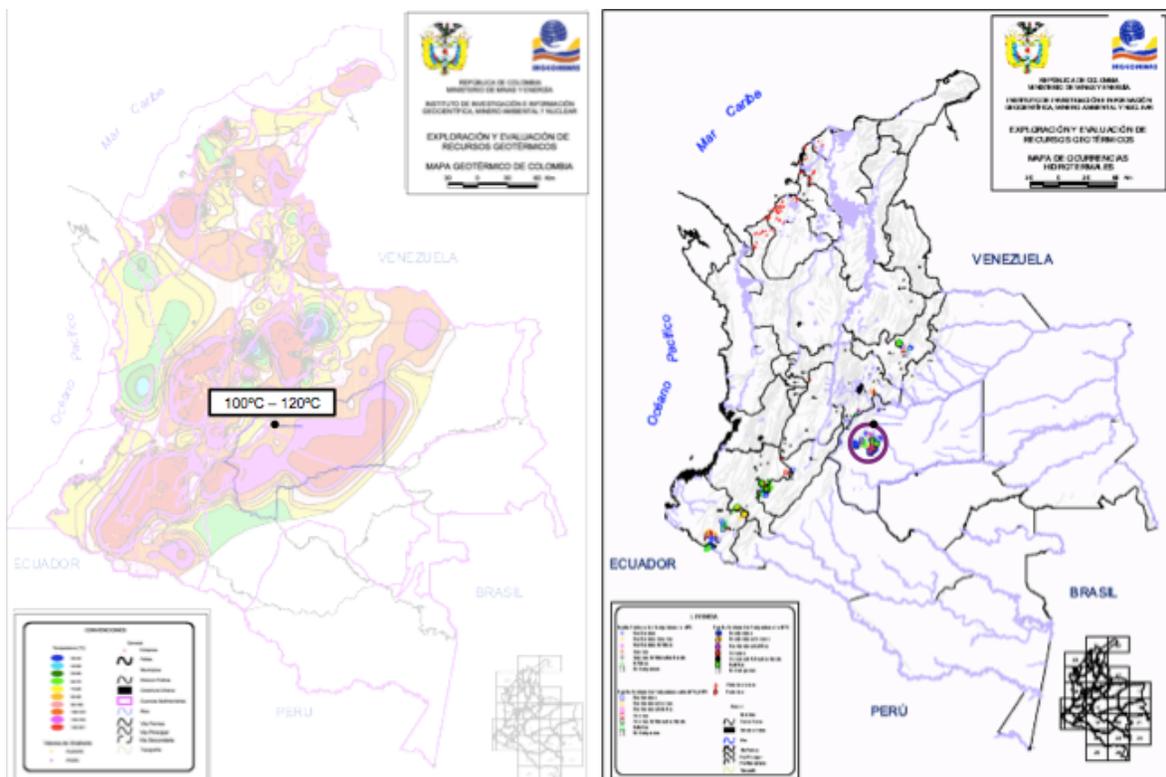
Teniendo en cuenta que el potencial geotérmico de Colombia se encuentra localizado en zonas adyacentes a volcanes, el primer criterio de selección para determinar la viabilidad de este tipo de energía en Castilla la Nueva o sus alrededores, es delimitar la presencia e intensidad del recurso para conocer si puede o no ser aprovechada. De acuerdo al mapa de gradientes geotérmicos **[Fig.50]** realizado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), la zona de estudio (punto celeste claro) presenta un gradiente térmico de aproximadamente 22,2 °C/Km. En tanto de manera global, la zona de los llanos orientales presenta gradientes que oscilan entre 8,2 °C/Km y 84,2 °C/Km, lo que da cabida a la posibilidad de que en esta zona pueda ser explotado el recurso, en cuanto es considerado como anomalía geotérmica, gradientes por encima de los 40 °C/Km. Volviendo al mapa, en la parte sur-occidental de Meta, se pueden encontrar gradientes por encima de 40°C (color magenta claro) ,sin embargo la distancia desde el sitio de generación de energía al punto de consumo supera los 300 Km (distancia aproximada de Castilla la Nueva a Mapiripán) lo que hace inviable el aprovechamiento del recurso ya que habría que desplegar una red de transmisión de esa longitud, lo que supera 10 veces el máximo viable (30 m) para este tipo de

proyectos. De igual manera y según el informe de la ANH, los potenciales de esta zona, debe ser analizados con más detalle ya que presentan fluctuaciones.



[Fig.50]: Mapa de gradientes geotérmicos para el departamento de Meta.
Fuente: ANH.

De igual manera, y teniendo en cuenta la **[Fig.51]**, se hace evidente el potencial geotérmico existente en la zona de los llanos orientales, ya que según el mapa geotérmico de Colombia, en Castilla la nueva, se presentan temperaturas en el subsuelo que pueden oscilar entre los 100 °C y 120°C, así mismo, la presencia de afloramientos hidrotermales (con tempratura mayores a 60°C) cerca del área de estudio es representativa y contituye un indicador del potencial de dicho recurso. Sin embargo como se mencionó anteriormente, se debe analizar con más detalle.



[Fig.51]: Mapa geotérmico de Colombia (Izq.) & Mapa de ocurrencias hidrotermales (Der.).
Fuente: Ingeominas.

8.5. RECURSO BIOMÁSICO

Tomando como referencia, la información presentada en el atlas de biomasa para Colombia **[Tabla 17]**, se tiene que el potencial energético de este tipo de recurso, se concentra para el sector agrícola, principalmente en los cultivos de arroz y palma de aceite cuyo potencial para la generación de energía se encuentra entre los 200-2000 Tera-Joules al año y 300 y 2000 Tera-Joules al año respectivamente. Considerando la disponibilidad del recurso, y la eficiencia del mismo, se observa que es más viable el uso del arroz (cascarilla de arroz), como energético. De igual manera, en este punto deben ser analizadas las implicaciones ambientales que traen los cultivos en mención, por lo que considerando este factor, resulta más factible para generación la cascarilla de arroz, ya que este es un tipo de biomasa residual (generada luego de la intervención humana) y no biomasa producida (cultivos destinados únicamente a fines energéticos), como si lo es la palma de aceite. Por ende, su aprovechamiento, consiste en el uso de un recurso que de otra manera se desperdiciaría.

Por otra parte, en el sector pecuario el potencial se encuentra concentrado en los residuos orgánicos que son generados por los bovinos mediante proceso natural, ya que tanto la capacidad de generación de energía (entre los 30 y 100 Tera-

Joules al año) como la cantidad de residuos que se genera es bastante considerable.

De acuerdo al criterio preliminar de disponibilidad del recurso, la biomasa resulta una alternativa energética factible para Castilla la Nueva. Sin embargo, en el estudio desarrollado sólo será considerado el estiércol bovino como fuente energética, ya que la cascarilla de arroz según diversas fuentes⁴² una vez producida tiene un destino fijo, bien sea comercialización o uso directo por parte de las molineras para generación de energía.

De acuerdo al documento “*Caracterización de la agroindustria arrocera del departamento del meta*”⁴³, en 2005 el 45% de la cascarilla de arroz producida era vendida con la finalidad de ser utilizada en viveros (mezclándola con abono) y en establos (para ser esparcida en los pisos de los galpones o establos vacunos). De igual manera, desde 2003 las corporaciones autónomas regionales (CAR) de la zona de la Orinoquia Colombiana como lo son: Corpmacarena y Corporinoquía en conjunto con CorpoTolima han venido adelantando estudios para el aprovechamiento del recurso, determinando la viabilidad de la implementación de hornos para el quemado de la cascarilla. A esa fecha (2003), se disponía en el Meta de 7 hornos de secado de arroz y de 6 hornos para la quema⁴⁴. Considerando lo anterior, se estipula que actualmente (2017), el empleo por parte de las arroceras de la cascarilla de arroz para la generación del calor necesario en sus procesos debe ser más intensivo. Adicionalmente, la empresa Alienergy, se encarga de la compra del recurso proveniente de los molinos de Florhuila y arroz Roa en las zonas del Meta, Casanare, Tolima y Huila⁴⁵. Por dichas razones, se considera que el recurso disponible ya está siendo empleado.

⁴² Universidad de la Salle; El Tiempo casa editorial y Alienergy.

⁴³ Mora, G. Universidad de la Salle. (2005). Documento en línea. Disponible en: <http://repository.lasalle.edu.co/bitstream/handle/10185/5121/00797750.pdf?sequence=1>

⁴⁴ El Tiempo. Hornos, opción para la cascarilla de arroz. (2005). Documento en línea. Disponible en: <http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-1675004>

⁴⁵ Alienergy. Aprovechamiento de la cascarilla de arroz. (ND). Documento en línea. Disponible en: http://www.alienergy.com.co/proyectos_3.html

SECTOR	TIPO DE RECURSO	CANTIDAD [Miles de Ton/año]	POTENCIAL ENERGÉTICO [TJ/año]	RENDIMIENTO NETO [TJ/ha/año]
Agrícola	Arroz	40 - 120	200 - 2000	0,25 - 0,60
	Maíz	-	-	-
	Banano	0 - 10	0 - 20	0,05 - 0,1
	Café	-	-	-
	Caña de azúcar	-	-	-
	Caña de panela	0 - 15	0 - 20	0,5 - 1
	palma de aceite	10 -- 40	300 - 2000	0,05 - 0,09
	Plátano	15 - 40	0 - 20	0,05 - 0,09
Pecuario	Avícola	-	-	-
	Bovina	200 - 1000	30 - 100	-
	Porcina	0 - 10	0 - 30	-
RSU	Plazas de mercado	-	-	-
	poda	-	-	-

[Tabla 17]: Caracterización del potencial de biomasa de Castilla la Nueva.

Fuente: Propia, con base en el atlas del potencial energético de la biomasa residual en Colombia.

8.6. CUADRO RESUMEN DE RECURSOS CON POTENCIAL DE APROVECHAMIENTO EN CASTILLA LA NUEVA

Sintetizando la información presentada anteriormente, los recursos que son aptos para aprovechamiento energético en Castilla la Nueva según el estudio preliminar realizado se presentan en la [Tabla 18].

RECURSO	CRITERIO DE SELECCIÓN	CONSIDERACIONES	VIABILIDAD
Solar	Disponibilidad del recurso	Se cuenta con un promedio anual de radiación de 4,625 KWh/año y con entre 4 y 5 HPS.	✓
Eólico	Disponibilidad del recurso	En Castilla la Nueva, hay presencia de vientos débiles, que oscilan entre 2 y 3 m/s. En relación a las estaciones ubicadas cerca Villavicencio, se tiene que las velocidades de viento predominantes en la zona se dan en dirección occidente y noroccidente con intensidades entre los	X

		0,5 y 1,5 m/s.	
Hídrico	Disponibilidad del recurso	No se puede determinar la viabilidad de implementación de este recurso como alternativa energética, debido a que los datos que se disponen son débiles y no disponen la información requerida (caudal y caída en este caso).	X
Geotérmico	Disponibilidad del recurso	En cercanías a Castilla la Nueva, si bien se presentan temperaturas de subsuelo entre los 100 y 120°C, no se ha comprobado el potencial de dicho recurso, y aunque en otras zonas de Meta se dispone de gradientes geotérmicos que constituyen anomalías (ya que son de más de 40°C/Km), la distancia del sitio de generación al de consumo hace el recurso inviable.	X
Biomasa	Disponibilidad del recurso	El Potencial biomásico para Castilla la Nueva, está representado por estiércol Bovino (con disponibilidad de entre 200 y 1000 MilesTon/año y potencial energético de entre 30 y 100 TJ/año). Por lo tanto	✓

		este recurso es apto para aprovechamiento.	
--	--	--	--

[Tabla 18]. Cuadro resumen de los potenciales de aprovechamiento de diversos recursos energéticos en Castilla la Nueva.
Fuente: Propia.

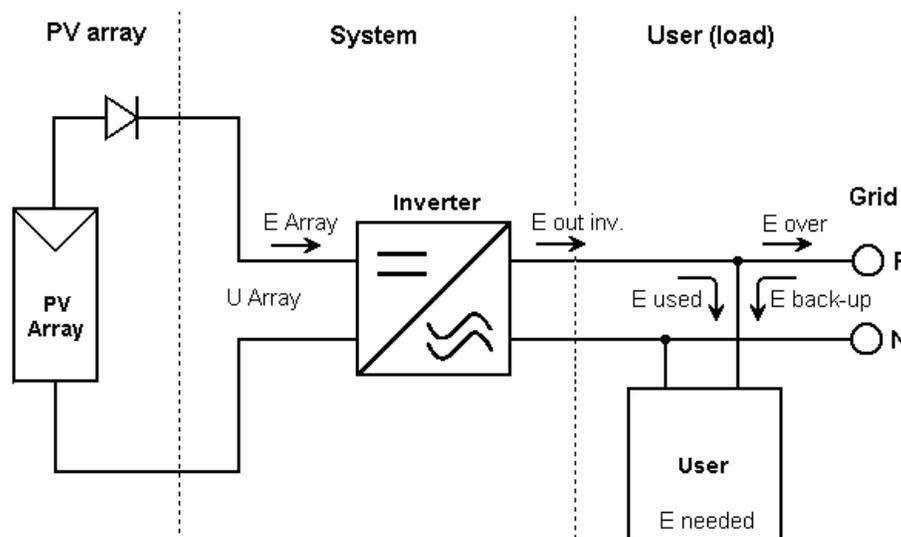
9. TECNOLOGÍAS VIABLES DE IMPLEMENTACIÓN

Antes de realizar la optimización energética por medio del Software HOMER®, deben conocerse previamente los costos de cada uno de los equipos que se utilizan en las diversas tecnologías de generación. Considerando lo presentado en la **[Tabla 18]**, sólo se abordará en esta sección lo correspondiente a tecnologías de generación fotovoltaica y biomasa.

De igual manera y teniendo en cuenta el gran consumo de energía que presenta campo Castilla (408,3 MWh-día), se considera únicamente el abastecimiento con fuentes renovables del 2% (9392 KWh-día) de dicha demanda, correspondiente al consumo que presenta una sola de las 3 plantas de tratamiento adecuadas en campo.

9.1. SOLAR

El emplazamiento solar para el abastecimiento de la demanda considerada (2%) tendría conexión on-grid con consumo directo, es decir, que la energía generada supliría inmediatamente una serie de cargas **[Fig. 52]** conectadas al mismo por lo que no se implementarán baterías ni reguladores en dichas instalaciones.



de conexión del arreglo fotovoltaico a implementar.

[Fig.52]. Diagrama Fuente: Pvsist®.

9.1.1. COMPONENTES Y PRECIOS

9.1.1.1. MODULOS SOLARES

Para determinar el modulo solar más óptimo, en cuanto a eficiencia y precio se refiere, se realizó una comparativa de diversos modulos ofrecidos actualmente en el mercado. Para los paneles de silicio monocristalino, fueron analizadas 11 marcas en tanto para los policristalinos 8.

De acuerdo a la tabla **[Tabla 19]**, los paneles monocristalinos poseen eficiencias que oscilan entre 16,2% y 20,3%, de estos, los que mayor eficiencia presentan son de las marcas Ben Q Group (20,3%) y Panasonic (19,7%), ambos con potencias de 330 W. En tanto a los policristalinos cuentan con eficiencias menores como se puede observar en la **[Tabla 20]**, ya que oscilan entre 15,5% y 17,3%. De acuerdo a esto, se trabajará con paneles monocristalinos que permiten generar mayor cantidad de energía.

Como segundo parámetro de selección se tiene el precio, por tal razón, bajo el mismo se comparan únicamente los modelos de paneles monocristalinos con mayores eficiencias: VBHN330SJ47 de Panasonic y Solar Sunforte PM096B00 de Ben Q Group **[Tabla 21]**, en donde se obtiene que el modulo fotovoltaico a implementar en el proyecto es la segunda referencia presentada, puesto que si bien es el que mayor rendimiento otorgará (en cuanto a generación de energía con eficiencia superior al 20%), presenta el menor precio.

MONOCRISTALINO			
MARCA	EFICIENCIA [%]	POTENCIA [W]	GENERACIÓN (A máx effi.) - [W]
LG	19,5	320	62,4
Luxor	16,29	270	43,983
Panasonic	19,7	330	65,01
Suntech	18,1	295	53,395
Sharp	18,3	300	54,9
SunVivo	19,1	310	59,21
Ben Q group	20,3	330	66,99
Trina solar	17,7	290	51,33
Yingli Solar	17,9	290	51,91
Jinko Solar	16,45	210	34,545
Canadian solar	17,49	340	59,466

[Tabla 19]. Comparativo de diversos paneles solares monocristalinos ofrecidos en el mercado.

Fuente: Propia.

POLICRISTALINO			
MARCA	EFICIENCIA [%]	POTENCIA [W]	GENERACIÓN (A máx effi.) - [W]
Rec	17,3	285	49,305
Hyunday	15,5	245	37,975
Ben Q group	16,6	270	44,82
Trina solar	16,8	325	54,6
Kyocera	16,4	270	44,28
Yingli Solar	16,6	270	44,82
Jinko Solar	16,23	315	51,1245
Canadian solar	16,94	325	55,055

[Tabla 20].

Comparativo de diversos paneles solares policristalinos ofrecidos en el mercado. Fuente: Propia.

MARCA	MODELO	EFICIENCIA [%]	POTENCIA [W]	PRECIO [COP] ⁴⁶
Panasonic	VBHN330SJ47	19,7	330	983.092
Ben Q group	Solar Sunforte PM096B00	20,3	330	815.172

[Tabla 21]. Comparativo de precios paneles monocristalinos de mayor eficiencia. Fuente: Propia con información de precios obtenida del portal Solar-shop.com.

9.1.1.2. INVERSORES

Para este tipo de equipos, no se puede realizar una comparativa de precios por marcas o rendimientos (como lo hecho con los paneles solares), ya que la información disponible comercialmente es más escasa, sin embargo, para efectos de este estudio, se realizó un análisis matemático del costo de los inversores con base en la potencia de operación que manejan, tomando como referencia los presentados en la [Tabla. 22]. Partiendo de dichos datos, se gráfico la tendencia de precios, por medio de la cual se obtuvieron diferentes ecuaciones de comportamiento (polinómica de 4^o orden, polinómica de 3er orden, exponencial y lineal) las cuales distaban por una gran diferencia de los precios de referencia, ante esto, se realizó una relación de proporcionalidad directa usando como datos base el promedio de los costos en USD y la potencia presentadas en la [Tabla. 22], es decir, 3922 USD y 27,5 KW respectivamente (142,62 USD aproximadamente por KW), obteniéndose resultados mucho más cercanos a los costos de referencia (con un porcentaje de error promedio de 15%). Los precios

⁴⁶ Los precios presentados por el portal Solar-Shop.com se dan en Euros, por lo tanto, su equivalente en COP fue determinado con una tasa de cambio de 3053,08 pesos por Euro, correspondiente al día 12 de Abril de 2017.

obtenidos para los equipos en mención con la metodología descrita se presentan en la **[Tabla. 23]**.

POTENCIA (KW)	COSTO EUROS	COSTO USD
3	1.060	1.155
5	1.316	1.434
8	1.561	1.701
10	1.778	1.938
20	2.328	2.538
30	5.634	6.141
40	6.146	6.699
60	6.146	6.699
72	6.414	6.991

[Tabla. 22]. Costo en el mercado de diferentes inversores
Fuente: Solaricashop.com

POTENCIA (KW)	Relación directa (Utilizando el \$prom)
	COSTO USD
1560	222.481
1500	213.924
875	124.789
630	89.848
500	71.308
315	44.924
250	35.654

[Tabla. 23]. Costo aproximado de los inversores a trabajar
Fuente: Propia, con base en los datos de Solaricashop.com

9.1.2. DIMENSIONAMIENTO

Para determinar la cantidad de componentes necesarios en este tipo de instalación (módulos fotovoltaicos e inversores), se utilizó la herramienta de dimensionamiento Pvsist®, en la cual se simularon tres diferentes porcentajes de carga a abastecer con energía solar. **[Tabla 24]**, Esto, teniendo en cuenta que la máxima demanda neta de energía a suplir es de 9392 KWh-día **[Fig.41]**, sin embargo, y considerando el margen de seguridad típico para estos sistemas (20%), se tiene un total de energía a abastecer de 11270 KWh-día. Los resultados obtenidos se presentan a continuación:

DEMANDA A CUBRIR [%]	PANELES			INVERSOR	
	Serie [Unid.]	Paralelo [Unid.]	Total modulos [Unid.]	Potencia [KW]	Número de equipos [Unid.]
10%	10	342	3420	250	4
	12	285	3420	315	3
	10	342	3420	500	2
50%	12	1423	17076	630	7
	12	1423		875	5
	12	1423		1500	3
100%	10	3415	34150	500	18
	12	2846	34152	630	14
	12	2846	34152	875	10
	12	2846	34152	1500	6

[Tabla 24]. Cantidad de equipos a implementar para abastecer la demanda parcial o total en campo Castilla.

Fuente: Propia con información obtenida en PVsist.

Los equipos considerados⁴⁷ en dicha simulación se presentan en la [Tabla 25].

EQUIPO	MARCA	REFERENCIA	POTENCIA [KW]
Panel solar monocristalino	Ben Q Solar	PM096B00	0,33
Inversor	ABB	PVS 800-57-0250KW-A	250
Inversor	ABB	PVS 800-57-0315KW-B	315
Inversor	ABB	PVS 800-57-0500KW-A	500
Inversor	ABB	PVS 800-57-0630KW-B	630
Inversor	ABB	PVS 800-57-0875KW-B	875
Inversor	ABB	ULTRA 1500 TL-OUTD-2-US-690-M	1500

[Tabla 25]. Equipos considerados en Pvsist.

Fuente: Propia con información de PVsist.

9.2. BIOMASA

De acuerdo a lo presentado anteriormente, si bien Castilla la Nueva tiene potencial para la generación de energía por medio del aprovechamiento de la cascarilla de arroz y del estiércol bovino, sólo se abordará lo relacionado con este segundo.

⁴⁷ Las especificaciones de los equipos considerados, se encuentran en el **Anexo 1**.

El estiércol bovino por su alto contenido de humedad **[Tabla 26]** es idóneo para aprovecharse por medio de tecnologías de digestión anaerobia⁴⁸.

BIOMASA	HÚMEDAD [%p/p]	MATERIA VOLÁTIL ⁴⁹ [%p/p]	MATERIA ORGÁNICA [%]	RELACIÓN C/N [%]	PCI [KJ/Kg]	CENIZAS
Estiércol Bovino	Entre 71,09% y 88,96%	36,82% y 72,41%	60,81% y 76,75%	13,69% y 32,44%	6860 y 17800	-

[Tabla 26]: Características de la biomasa viable de implementación en Castillas la Nueva.

Fuente: Propia, con base en el atlas del potencial energético de la biomasa residual en Colombia.

Con la finalidad de seleccionar los equipos idóneos para el aprovechamiento del recurso, se debe tener en cuenta la cantidad real de materia orgánica que pueda ser utilizada con fines de generación de energía. Para ello y como se presenta en la **[Tabla 27]**, se considera un porcentaje de pérdida de 70% para el estiércol bovino, ya que este residuo implica una recolecta manual⁵⁰ lo que genera mayores pérdidas en cuanto a volumen aprovechable.

RECURSO	CANTIDAD DE RECURSO TON/AÑO	APROVECHAMIENTO [%]	TOTAL RECURSO A APROVECHAR	
			[Ton/año]	[Ton/día]
Estiércol bovino	220.734 ⁵¹	30	66.220	181

[Tabla 27]. Cantidad de recurso disponible para utilización.

Fuente: Propia. Con base en la información contenida en el atlas del potencial energético de la biomasa residual en Colombia.

⁴⁸ **Digestión Anaerobia:** Es un proceso biológico que permite degradar la materia orgánica por medio de la acción de microorganismos en ausencia de oxígeno produciendo digestato (mezcla de productos minerales como N, P, K, Ca, entre otros) y biogás (CH₄, CO₂, H₂, H₂S, etc.). Permite por lo tanto el aprovechamiento energético de gran variedad de material orgánico, dentro de los que se encuentran, residuos tanto animales como vegetales. “En la digestión anaerobia más del 90% de la energía disponible por oxidación directa se transforma en metano, consumiéndose sólo un 10% de la energía en crecimiento bacteriano frente al 50% consumido en un sistema aeróbico” **[Manual del Biogás]**.

⁴⁹ La materia volátil o sólidos volátiles, se definen según [Olaya 2006] como la porción de los sólidos totales que son volatilizados a 550 °C.

⁵⁰ Esto teniendo en cuenta que en el territorio nacional predomina la ganadería extensiva o de pastoreo (común en zonas tropicales, en donde los factores climáticos favorecen la producción de pasto a lo largo del año) en donde se tiene bajo número en animales en grandes extensiones de terreno. *[plan estratégico Meta 2020 situación actual sector pecuario y pesquero. (2002)]; [plan estratégico de la ganadería colombiana 2019. (2009)].*

⁵¹ Dato obtenido con base en la información contenida en el atlas del potencial energético de la biomasa residual en Colombia y en el censo pecuario nacional 2016. **Ver anexo 2 - [Tabla 39].**

9.2.1. COMPONENTES

9.2.1.1. BIODIGESTOR

Teniendo en cuenta tanto lo presentado en el estado del arte como en la **[Tabla 27]**, el biodigestor óptimo para aplicar en campo Castilla según la cantidad de residuo que se considera se podrá procesar y la demanda de energía que se tiene, es uno de tipo continuo. Para conocer los precios que tiene en el mercado este tipo de sistemas es necesario determinar el volumen requerido por el mismo, por lo tanto y tomando la “*Guía para la implementación de sistemas de producción de biogás*” de la UPME **[83]**, se desarrolla el siguiente procedimiento:

MATERIA PRIMA PARA CARGA

$$MPC = E + O$$

Donde:

E =Estiercol en kg/día.

O =Orina en kg/día.

En este caso, la cantidad de materia prima que va a ser considerada es la presentada en la **[Tabla.27]**, ya que dicha cantidad incluye contenido de humedad del estiércol, por lo tanto:

$$MPC = 181000 \frac{Kg}{día}$$

PORCENTAJE DE SÓLIDOS TOTALES⁵²

$$\%ST = \frac{E * \%EST}{MPC}$$

Donde:

$\%ST$ = Porcentaje de sólidos totales que contiene la materia prima para carga.

E = Estiércol en kg/día.

$\%EST$ = Porcentaje de sólidos en el estiércol⁵³.

⁵² Los sólidos totales, hacen referencia al peso en seco de la materia prima o a la proporción que permanece una vez esta es secada a una temperatura de 105°C.

⁵³ Dicho valor, generalmente se encuentra alrededor del 18%. **[Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)- [84].**

** Dicho valor de humedad corresponde al promedio entre los valores presentados en la **[Tabla.26].**

MPC = Materia prima para carga en kg/día.

$$E = MPC - (MPC * \text{Contenido de humedad}^{**})$$

$$E = 181000 - (181000 * 0,8) = 181000 - 144800 = 36200 \frac{Kg}{día}$$

$$\%ST = \frac{36200 * 18}{181000} = 3,6\%$$

SÓLIDOS TOTALES

$$ST = \frac{\%ST * MPC}{100}$$

$$ST = \frac{3,6 * 181000}{100} = 6516 \frac{Kg}{día}$$

CONTENIDO DE AGUA PARA LA MEZCLA

Considerando un porcentaje ideal de sólidos en la mezcla agua-estiércol de 8%, se deben agregar 2,25 medidas de agua por cada medida de estiércol con que se trabaje, [Según el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)- **[84]**, de esta manera:

$$MH_2O = MPC * 2,25$$

$$MH_2O = 181000 \frac{Kg}{día} * 2,25 = 407250 \frac{Kg}{día} \text{ de agua}$$

CARGA

$$C = MPC + MH_2O$$

Donde:

C = Carga diaria de materia orgánica para alimentar el biodigestor en kg/día

$$C = 181000 \frac{Kg}{día} \text{ estiércol} + 407250 \frac{Kg}{día} \text{ agua} = 588250 \frac{Kg}{día}$$

TIEMPO DE RETENCIÓN

Para conocer el tiempo retención, se utiliza la relación experimental [Tabla.28] realizada por Martí (2008), en la que se relaciona la temperatura del lugar en donde se instalará el biodigestor con el tiempo de retención requerido por la materia orgánica para producir biogás. De esta manera y realizando la interpolación correspondiente, se optine que para este caso, el tiempo de retención (TR) es de 19 días.

TEMPERATURA [°C]	TIEMPO DE RETENCIÓN [Días]
30	15
20	25
10	60

[Tabla. 28]. Tiempo de retención de la mezcla estiércol-agua en función de la temperatura media del lugar.

Fuente: Pascual, J.[85].

VOLUMEN DEL BIODIGESTOR

$$Vd = Vd_{H_2O} + Vd_{MPC}$$

Donde:

$$Vd_{H_2O} = MH_2O * TR * 1,2$$

$$Vd_{MPC} = MPC * TR * 1,2$$

$$Vd_{H_2O} = 407250 \frac{Kg}{día} * 19 (días) * 1,2 = 9285300 Kg$$

$$Vd_{MPC} = 181000 \frac{Kg}{día} * 19 (días) * 1,2 = 4126800 Kg$$

Ahora:

Densidad del agua: $\left(1000 \frac{Kg}{m^3}\right)$

Densidad del estiércol⁵⁴: $\left(993 \frac{Kg}{m^3}\right)$

⁵⁴ Dato tomado del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)- [84].

entonces:

$$Vd_{H2O} = \frac{9285300 \text{ Kg}}{1000 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3}} = 9285,3 \text{ m}^3$$

$$Vd_{MPC} = \frac{4126800 \text{ Kg}}{993 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3}} = 4155,8912 \text{ m}^3$$

Por consiguiente:

$$Vd = Vd_{H2O} + Vd_{MPC} = 9285,3 \text{ m}^3 + 4155,8912 \text{ m}^3 = 13441,1912 \text{ m}^3$$

De igual manera, es necesario dimensionar la pila de mezcla, que es donde se preparará la materia orgánica-agua para ingresar al digestor. Dicha unidad debe tener la capacidad de contener la cantidad de mezcla que se produce diariamente (V_{Carga}), en este caso se tiene que la carga es equivalente a $588250 \frac{\text{Kg}}{\text{día}}$, para conocer su volumen:

$$V_{estiercol} = \frac{181000 \frac{\text{Kg}}{\text{día}}}{993 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3}} = 182,2759 \frac{\text{m}^3}{\text{día}}$$

$$V_{agua} = \frac{407250 \frac{\text{Kg}}{\text{día}}}{1000 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3}} = 407,250 \frac{\text{m}^3}{\text{día}}$$

$$V_{Carga} = V_{estiercol} + V_{agua}$$

$$V_{Carga} = 182,2759 \frac{\text{m}^3}{\text{día}} + 407,250 \frac{\text{m}^3}{\text{día}} = 589,5259 \frac{\text{m}^3}{\text{día}}$$

Considerando que el tanque de mezcla debe ser de concreto, es necesario conocer el costo de dicho material por m³ construido. Para 2014 el m³ de concreto fabricado en obra (para aplicaciones de cisterna) era de 1561,28 pesos mexicanos (MXN)⁵⁵. Sin embargo y teniendo en cuenta el valor del dinero en el tiempo, se considera tanto la inflación que presentó del país (México) durante los últimos dos

⁵⁵ Dato tomado del documento de precios de mercado publicado por la secretaría de obra pública de Guanajuato – dirección de costos de obra. (2014). Documento en línea. Disponible en: <http://obrapublica.guanajuato.gob.mx/docs/contratistas/preciodelmercado/PRECIOSMERCADOOC T20142.pdf>

años, así como el pronóstico para el año en curso, con la finalidad de determinar el precio por m3 de concreto para 2017. De esta manera:

- Inflación México año 2015 = 2,13%
- Inflación México año 2016 = 3,36%
- Pronóstico de la inflación México año 2017 = 5,67%

$$VF = VP * (1 + i)$$

$$VF_{2015} = 1561,28 * (1 + 0,0213) = 1594,5352 \text{ MXN}$$

$$VF_{2016} = 1594,5352 * (1 + 0,0336) = 1648,1115 \text{ MXN}$$

$$VF_{2017} = 1648,1115 * (1 + 0,0567) = 1741,5594 \text{ MXN}$$

Por lo tanto, el costo actual del m3 de Concreto fabricado en obra es de 1741,5594 MXN, lo que equivale a 268.919 COP⁵⁶.

Teniendo en cuenta diferentes parámetros de los tipos de biodigestores presentados en la **[Tabla.29]**, se determina que los más viables para implementación en este caso, son el tipo Hindú debido a que permite una carga diaria de materia orgánica, (permitiendo aprovechar el recurso disponible y garantizando una cantidad más o menos constante de biogás) y el horizontal que está diseñado exclusivamente para aprovechar grandes cantidades de residuos (mayores a 15 m³).

TIPO DE BIODIGESTOR	EFICIENCIA [En cuanto a producción de biogás]	CARGA	TIEMPO DE RETENCIÓN [Días]	MATERIAL
Chino	ê	Periódica	De 30 a 60	Concreto
Hindú	é	Diaria	De 15 a 30	Concreto
Batch	ê	Periódica	De 60 a 90	Metales (aleaciones)
Horizontal	é	Periódica/diaria	-	Hormigón o PEAD ⁵⁷

[Tabla.29]. Tipos de biodigestores.

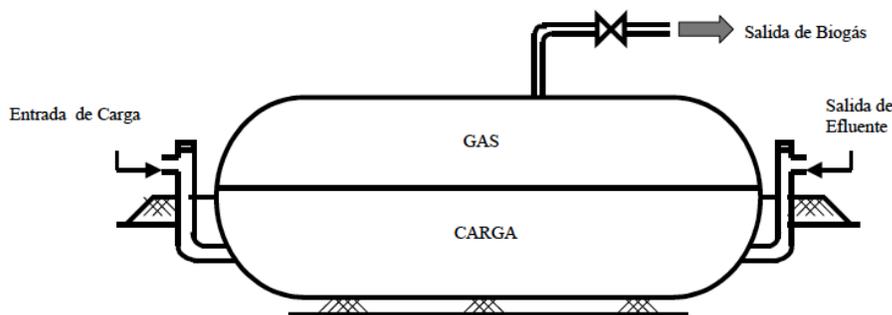
Fuente: Propia con base en información del Manual del biogás.

Considerando lo anterior, se opta por trabajar con el biodigestor horizontal **[Fig.53]** ya que permite tanto el manejo de grandes cantidades de material orgánico como el operarlo de forma continua lo que adicionalmente garantiza la obtención de volúmenes constante de biogás. Además, esta tecnología es bastante económica por el hecho de que utiliza materiales de bajo costo como el PEAD. Este tipo de tecnología ostenta costos alrededor de los 410 y 810 dólares según el Fondo Internacional de Desarrollo Agrícola (IFAD) **[Tabla.30]**, siendo el denominado

⁵⁶ Considerando que 1 MXN = 154 COP

⁵⁷ **PEAD:** polietileno de alta densidad

modelo BG6 el más costoso puesto que es el que mayor capacidad ostenta, pudiendo generar cantidades de biogás suficientes para cocción, calentamiento y funcionamiento de maquinaria pequeña.



[Fig. 53]. Biodigestor horizontal.

Fuente: UPME.

PARÁMETROS	PILOTO	PEQUEÑO	MEDIANO	GRANDE
Abastecimiento (Nº de personas)	De 4 a 6	De 4 a 6	De 8 a 10	Más de 18
Capacidad del biodigestor (m³)	De 1,3 a 3	3,5	5,5	9
Costo (USD)	410	460	640	810

[Tabla.30]. Atributos técnicos de los diferentes tipos de biodigestores flexibles.

Fuente: Propia con datos tomados de Aarhus University. [86].

Considerando la información de costos presentada en la tabla anterior, se tiene que para la capacidad estimada del biodigestor a ser implementado en campo Castilla, se debería invertir 4 veces la cantidad de dinero del biodigestor grande, es decir:

$$COSTO\ TOTAL\ TECNOLOGÍA = \text{Número de biodigestores} * \text{precio de la tecnología}$$

$$\text{Número de biodigestores} = \frac{\text{Capacidad requerida en campo Castilla}}{\text{Capacidad de la tecnología de referencia}}$$

$$\text{Número de biodigestores} = \frac{13441,1912\text{m}^3}{9\text{m}^3} = 1493,4656 \cong 1494\text{ Biodigestores}$$

$$COSTO\ TOTAL\ TECNOLOGÍA = 1494\text{ Biodigestores} * 810 \frac{USD}{\text{Biodigestor}}$$

$$COSTO\ TOTAL\ TECNOLOGÍA = 1'210.140\ USD = 3567'311.199\ COP^{58}$$

Adicionalmente, para conocer la cantidad de biogás que se puede generar a partir de la biomasa disponible y tomando como referencia la [Tabla.31], se tiene que:

⁵⁸ Tomando una TRM de 2947,85 \$/USD correspondiente a el 1 de mayo de 2017.

TIPO DESECHO	DE	CANTIDAD DISPONIBLE [Kg/día]	TASA DE PRODUCCIÓN DE BIOGÁS [m ³ /día]
Bufalo		10 - 15	0,50 - 0,75
Vaca Cebú		8 - 10	0,25 - 0,4
Ternero		-	0,15 - 0,25
Cerdo		25	0,05 - 0,1
Gallinas		-	0,02 - 0,04
Oveja o Cabra		-	0,02 - 0,04
Usuario de letrina		1	0,02 - 0,03

[Tabla. 31]. Tasas de producción de biogás.

Fuente: Silva, J. [87].

$$\text{Biogás a producir} = \frac{\text{Cant. de estiércol disponible} * \text{Tasa de producción de biogás}}{\text{Cantidad de desecho disponible (según tabla)}}$$

$$\text{Biogás a producir} = \frac{181000 \frac{\text{Kg}}{\text{día}} * 0,325 \frac{\text{m}^3}{\text{día}}}{9 \frac{\text{Kg}}{\text{día}}}$$

$$\text{Biogás a producir} = 6536,11 \frac{\text{m}^3}{\text{día}} = 272,33 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$$

Para conocer la cantidad de energía eléctrica que se podría producir en este caso, se debe tener en cuenta el contenido energético del biogás, que oscila entre 6,0 KWh/m³ y 6,5 KWh/m³ (según el manual del biogás). En este caso y considerando un promedio entre dichos valores se tendría:

$$\text{Energía a producir} = 6536,11 \frac{\text{m}^3}{\text{día}} * 6,25 \frac{\text{KWh}}{\text{m}^3} = 40850,69 \frac{\text{KWh}}{\text{día}} = 40,850 \frac{\text{MWh}}{\text{día}}$$

Si bien, dicho energético puede ser implementado tanto para calefacción como para generación de electricidad⁵⁹, en este caso, será empleado para la generación eléctrica, por lo tanto se debe implementar un grupo electrógeno (motor-generator).

⁵⁹ La transformación del biogás en energía puede efectuarse por medio de las siguientes tecnologías:

- Combustión en caldera: Con la finalidad generar sólo energía térmica.
- Combustión en grupos electrógenos a gas: Para producir sólo energía eléctrica.
- Combustión en equipos de cogeneración: Para producir tanto energía eléctrica como calor.

Fuente: Universidad Católica de Santa Fe. Guía para proyectos de biodigestión en establecimientos agropecuarios. (2008). Documento en línea. Disponible en: <http://fcyt.uader.edu.ar/web/system/files/Gu%C3%ADa%20para%20proyectos%20de%20biodigesti%C3%B3n%20en%20Establecimientos%20Agropecuarios.pdf>

9.2.1.2. GENERADOR

La selección del equipo se hace con base en la cantidad de combustible (biogás) que se tiene dispuesto para conversión a energía eléctrica ($272,33 \text{ m}^3/\text{h}$), al respecto, fue seleccionado el equipo con las características presentadas en la **[Tabla.32]**, cuyo precio promedio en el mercado es de 77.732 Euros, lo equivalente a 248'742.400⁶⁰ pesos.

PARÁMETRO	UNIDADES	VALOR
GRUPO GENERADOR		
Potencia	kVA	639
	kW	511
Velocidad	rpm	1800
Frecuencia	Hz	60
Factor de potencia	Cos Phi	0,8
MOTOR		
Potencia nominal	KW	580
Velocidad	rpm	1800
Combustible	-	Biogás
Tipo de motor	-	Ciclo Otto de 4 tiempos
Relación de compresión		13,6:1
SISTEMA DE COMBUSTIBLE		
Consumo de combustible Standby	Nm3/h	244,5
Consumo de combustible a 100%	Nm3/h	244,5
Consumo de combustible a 75%	Nm3/h	190,8
Consumo de combustible a 50%	Nm3/h	134,8
Presión estándar para el suministro de combustible	mbar	30 - 300

[Tabla.32]. Características del grupo electrógeno a implementar

Fuente: Himoinsa. [89].

Finalmente, la inversión aproximada que debe hacerse para implementar este tipo de sistema en campo castilla es de 1351'596.268 pesos (considerando los costos del grupo electrógeno y del biodigestor).

9.3. COSTO DE EXTENSIÓN DE LA RED ELÉCTRICA

El costo de extender una red eléctrica (costo de interconexión, calculado con base en la resolución CREG 082 de 2002) está determinado de acuerdo a una erie de factores, entre otros, los relacionados con las características geográficas de la zona, tales como: la pendiente del terreno **[Tabla 33]**, cercanía a las vías **[Tabla 34]** y presencia de cuerpos de agua superficiales **[Tabla 35]**. Matemáticamente:

$$\text{Costo}_{interconexión} = (\text{Costo línea} * 80\%) + \$_{Pendientes} + \$_{Ríos} + \$_{Vías}$$

⁶⁰ Tomando una tasa de cambio de 3200 pesos por euro.

Para conocer el costo de línea, es necesario tener en cuenta el índice de precios al productor (IPP)⁶¹, que permitirá traer a valor presente el costo de referencia de inversión de la línea, correspondiente al 2001 y que equivale a 18'834.000 \$/Km⁶². De esta manera:

$$IPP_{2016} = 1,9519$$

$$Costo\ línea_{2016} = Costo\ línea_{2001} * IPP$$

$$Costo\ línea_{2016} = 18'834.000 * 1,9519$$

$$Costo\ línea_{2016} = 36'763.542\ COP/Km$$

Los costos de operación y mantenimiento de la línea corresponden al 4% del costo de la línea, de esta manera:

$$O\&M = Costo\ línea_{2016} * 4\%$$

$$O\&M = 36'763.542\ COP * 0,04$$

$$O\&M = 1'470.542\ COP/Km$$

Considerando estos dos costos, se tiene el valor total de la línea es:

$$Costo\ línea = Costo\ línea_{2016} + O\&M$$

$$Costo\ línea = 36'763.542\ COP + 1'470.542\ COP$$

$$Costo\ línea = 38'234.084\ COP/Km$$

Para conocer los otros tres componentes necesarios para el costo de la interconexión, se utilizan las tablas mencionadas anteriormente, de las cuales se obtiene que:

Costo por pendiente del terreno: Teniendo en cuenta que Castilla la nueva se ubica en la región de la Orinoquía, que es una zona topográficamente plana en donde predominan las llanuras, se tiene que el costo adicional por este factor es cero.

$$Costo\ por\ pendiente\ del\ terreno = 0\ \$/Km$$

⁶¹ La información sobre el IPP, es tomada del documento: “Resumen del IPP con base a Diciembre de 2014” del DANE.

⁶² Dato tomado del Plan indicativo de expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica 2006 – 2010. – UPME-

	CRITERIO	COSTO [Miles COP/Km] de
Pendiente alta	>30°	2'4171
Pendiente Media	Entre 10° y 30°	6'043
Pendiente Baja	<10°	0
Sin pendiente (plano)	0°	0

[Tabla 33]: Sobrecostos en \$/Km según la pendiente del terreno

Fuente: Plan indicativo de expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica 2006 – 2010. – UPME-

Costo por cercanía a las vías: Teniendo en cuenta la [Fig.54], En cercanías a Castilla la nueva, se cuenta con un corredor vial nacional y en cercanías a una carretera nacional en concesión vial, por tal razón este ítem no tiene costo.

$$\text{Costo por cercanía a las vías} = 0 \text{ \$/Km}$$



[Fig.54]: Infraestructura vial en el departamento de Meta.

Fuente: Gifex. <http://www.gifex.com/America-del-Sur/Colombia/Meta/Carreteras.html>

	CRITERIO	COSTO [Miles COP/Km] de
Vía principal Pavimentada	Distancia <12 Km	0
Vía secundaria pavimentada	Distancia <8 Km	0
Carretera/ferrocarril	Distancia <4 Km	6'043
Sin vías	-	24'171

[Tabla 34]: Sobrecostos en \$/Km según la cercanía a las vías.

Fuente: Plan indicativo de expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica 2006 – 2010.
– UPME-

Costo por presencia de cuerpos de agua: Como se analizó anteriormente en la sección de caracterización de recursos en Castilla la nueva, la presencia de cuerpos de agua en esta parte del departamento esta representada por los ríos Ariarí, Orotoy y Humadea, sin embargo, considerando la **[Fig.46]**, se tiene que el río Humadea es el más cercano la zona y presenta un nivel de caudal medio-bajo, considerando que es uno de los dos cauces que conforman el río Metica.

$$\text{Costo por presencia de cuerpos de agua} = 12'085 \text{ COP/Km}$$

	CRITERIO	COSTO [Miles de COP/Km]
Río Principal	Alto caudal	48'342
Río Secundario	Mediano caudal	12'085
Otros ríos	Bajo caudal	0
Sin ríos	-	0

[Tabla 35]: Sobrecostos en \$/Km según la existencia de ríos, según el caudal.

Fuente: Plan indicativo de expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica 2006 – 2010.
– UPME-

Finalmente para conocer el costo de interconexión:

$$\text{Costo}_{interconexión} = (\text{Costo línea} * 80\%) + \$_{Pendinetes} + \$_{Rios} + \$_{Vias}$$

$$\text{Costo}_{interconexión} = (38'234.084 * 80\%) + 0 + 12'085.000 + 0$$

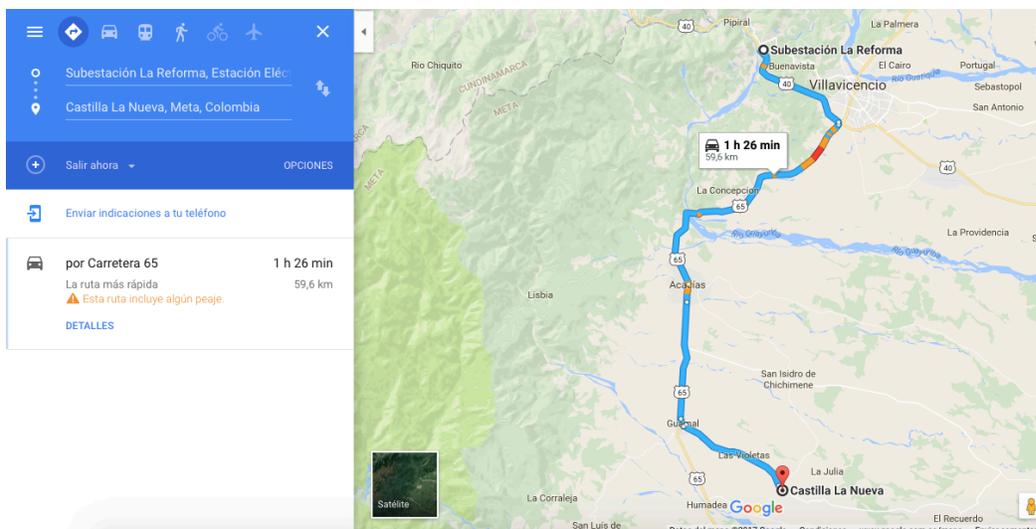
$$\text{Costo}_{interconexión} = 42'672.267 \text{ COP /Km}$$

La distancia existente entre Castilla la nueva y la subestación “LA REFORMA” es de 59,6 Km aproximadamente **[Fig. 55]**, por consiguiente, el costo total de la línea es:

$$\text{Costo total}_{interconexión} = \text{Costo}_{interconexión} * \text{Distancia}$$

$$\text{Costo total}_{interconexión} = 42'672.267 \text{ COP /Km} * 59,6 \text{ Km}$$

$$\text{Costo Total}_{interconexión} = 2543'267.128 \text{ COP} = 859.424 \text{ USD}$$



[Fig. 55]: Distancia aproximada entre Castilla la Nueva y la S/E la REFORMA.
Fuente: Google Maps.

9.4. FUENTES ALTERNAS

Las fuentes alternas implementadas como respaldo del sistema fotovoltaico son dos: generación diesel y generación con gas natural. Los costos de los equipos implementados en este caso son:

Potencia [KW]	Capital	Reemplazo	O&M (1%)	O&M [USD/h]
	USD			
508	160.000	160.000	1.600	0,1067
1000	199.000	199.000	1.990	0,1327
2000	310.000	310.000	3.100	0,2067

[Tabla 36]: Costos del generador diesel introducido en HOMER.
Fuente: World wide power products.

Potencia	Capital	Reemplazo	O&M (1%)	O&M [USD/h]
	USD			
511	270603	270603	2.706	0,1804
1000	330.000	330000	3.300	0,2200
2000	660.000	660000	6.600	0,4400

[Tabla 37]: Costos del generador a gas natural introducido en HOMER.
Fuente: World wide power products.

10. ANÁLISIS DE SENSIBILIZACIÓN

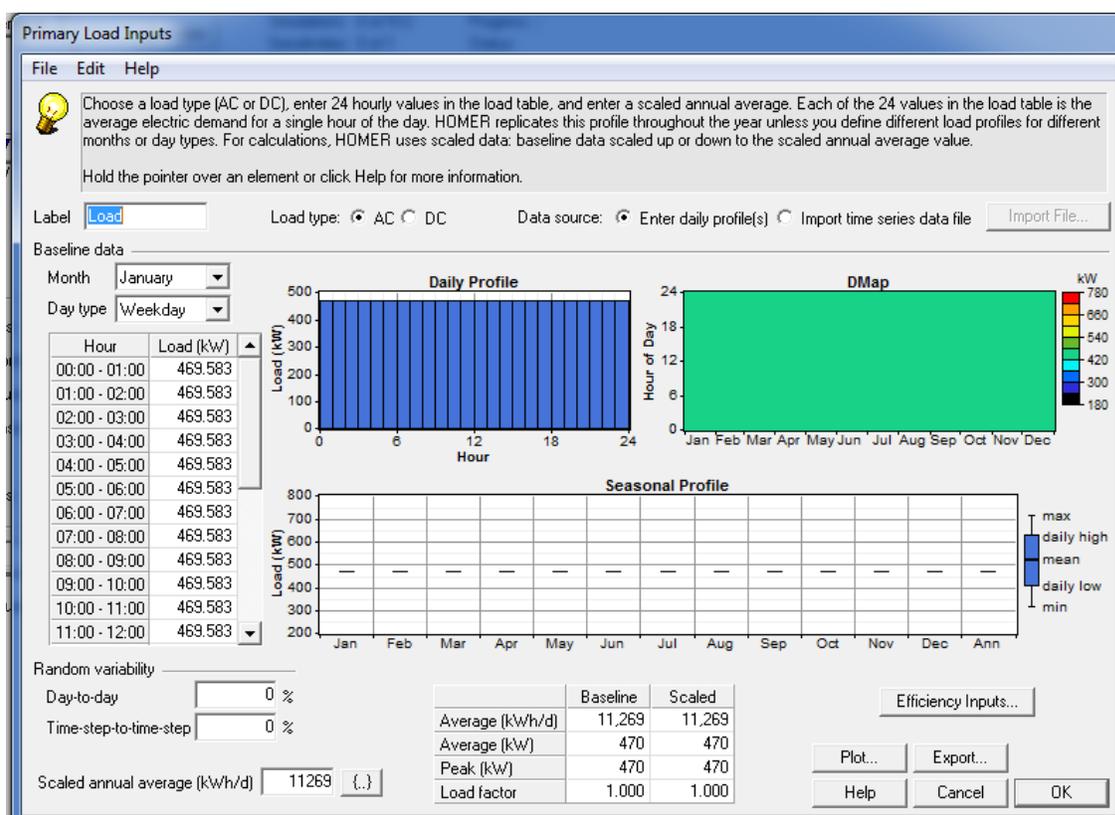
Una vez caracterizados los recursos potencialmente aprovechables y conocido el precio de las tecnologías, se realiza el análisis de sensibilidad de las alternativas de generación disponibles mediante el uso del software HOMER®.

10.1. PARÁMETROS

Antes de ejecutar dicho análisis de sensibilidad, se deben caracterizar las tecnologías a evaluar por medio de una serie de entradas al software dependiendo del tipo de recurso a simularse. En este punto, es de tener en cuenta (como se ha mencionado anteriormente), que el sistema de generación renovable abastecerá el 2% de la demanda total del campo y tendrá apoyo de la red eléctrica en el momento en que se necesite. De esta manera:

10.1.1. CARGA

La demanda de energía a satisfacer en este caso es de 11270,4 KWh-día, lo que correspondería a tener una potencia horaria constante de 469,583 KW a lo largo del día.



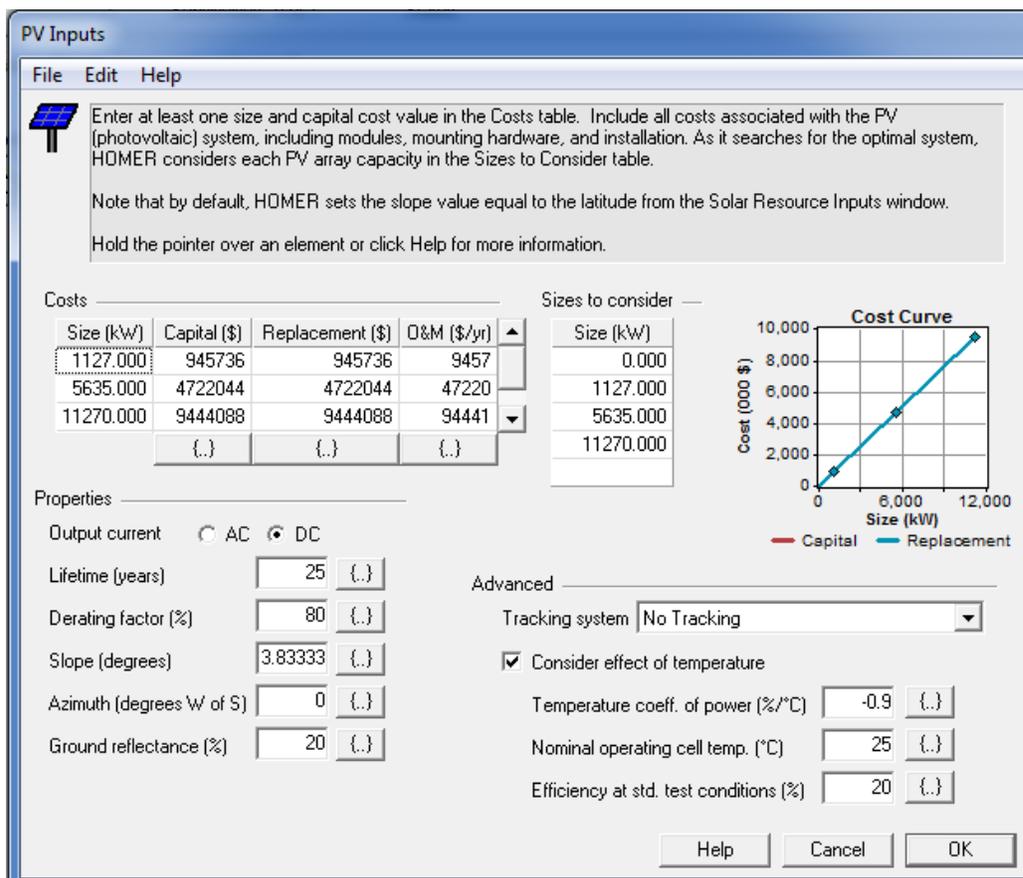
[Fig. 56]. Carga eléctrica a satisfacer en campo Castilla
Fuente: HOMER ®.

10.1.2. SOLAR

10.1.2.1. Sistema fofolvaico

Los parámetros utilizados para ingresar los costos del sistema fotovoltaico a HOMER®, se suministran con base tanto en el dimensionamiento realizado previamente con PVsist como con los análisis de costos presentados anteriormente. El tamaño (size), corresponde a los distintos porcentajes de demanda a cubrir simulados en PVsist, es decir 10%; 50% y 100%. **[Tabla 20]**. Los datos económicos de capital y remplazo se dan con base en los precios presentados en las **[Tabla. 22]**, **[Tabla. 23]** y **[Tabla. 24]**. Los costos de operación y mantenimiento corresponden al 1% de los costos de capital.

Es de considerar que para el sistema, se toma en cuenta el efecto de la temperatura sobre los paneles.



PV Inputs

File Edit Help

Enter at least one size and capital cost value in the Costs table. Include all costs associated with the PV (photovoltaic) system, including modules, mounting hardware, and installation. As it searches for the optimal system, HOMER considers each PV array capacity in the Sizes to Consider table.

Note that by default, HOMER sets the slope value equal to the latitude from the Solar Resource Inputs window.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Costs				Sizes to consider
Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)	Size (kW)
1127.000	945736	945736	9457	0.000
5635.000	4722044	4722044	47220	1127.000
11270.000	9444088	9444088	94441	5635.000
{.}	{.}	{.}	{.}	11270.000

Cost Curve

Graph showing Cost (000 \$) vs Size (kW). The graph displays two lines: Capital (red) and Replacement (blue). The Replacement cost is significantly higher than the Capital cost, and both increase linearly with system size.

Properties

Output current: AC DC

Lifetime (years): 25 {.}

Derating factor (%): 80 {.}

Slope (degrees): 3.83333 {.}

Azimuth (degrees W of S): 0 {.}

Ground reflectance (%): 20 {.}

Advanced

Tracking system: No Tracking

Consider effect of temperature

Temperature coeff. of power (%/°C): -0.9 {.}

Nominal operating cell temp. (°C): 25 {.}

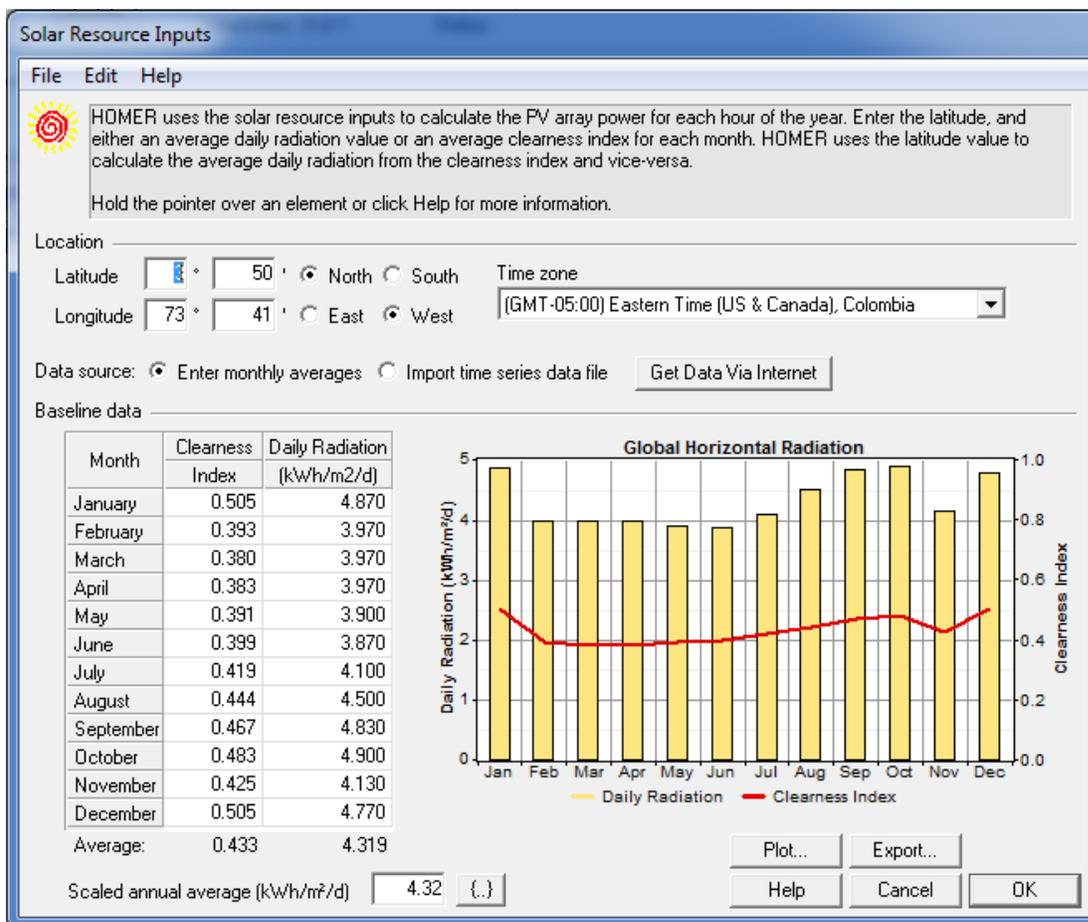
Efficiency at std. test conditions (%): 20 {.}

Buttons: Help, Cancel, OK

[Fig. 57]. Parámetros considerados por el sistema fotovoltaico.
Fuente: HOMER®.

10.1.2.2. Recurso solar

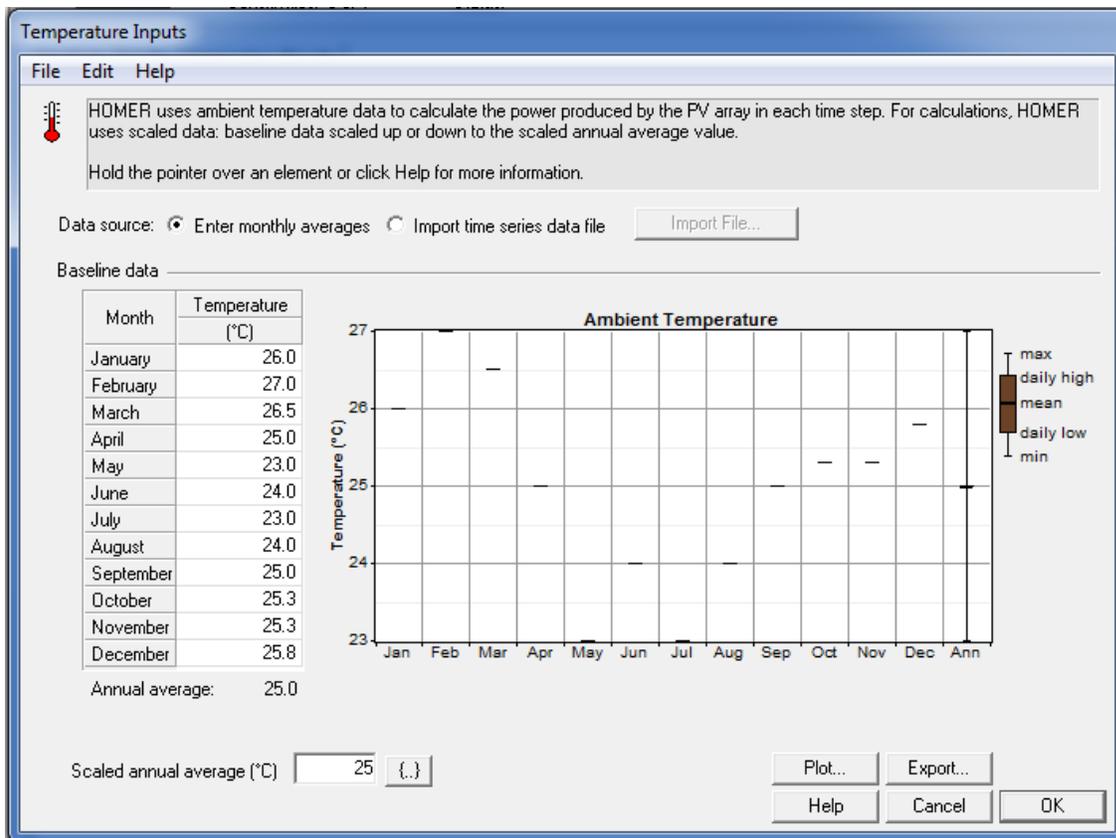
Los datos ingresados corresponden al promedio de radiación diaria que se tiene en Castilla al Nueva, con base en los datos presentados en [Tabla.15].



[Fig. 58]. Recurso solar disponible en Castilla la Nueva.
Fuente: HOMER ©.

10.1.2.3. Temperatura

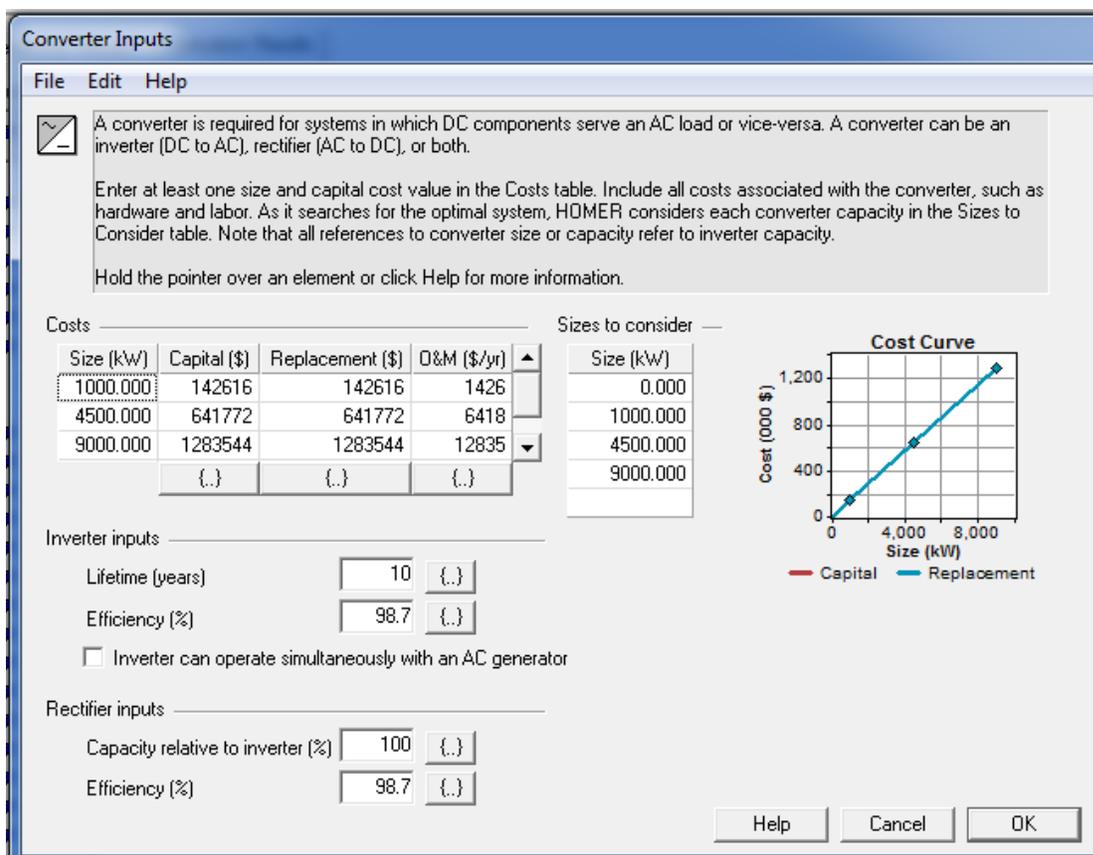
Los perfiles de temperatura que considera el software para evaluar el comportamiento que tiene la misma sobre los módulos solares se suministran con base en lo presentado en la referencia [108].



[Fig. 59]. Temperatura promedio en el municipio de Castilla la Nueva.
Fuente: HOMER ®.

10.1.2.4. Inversor

Al igual que lo realizado con los costos del sistema fotovoltaico, la información sobre los inversores se suministra con base en el dimensionamiento realizado con PVsist para las distintas capacidades de abastecimiento de carga: 10%; 50% y 100% [Tabla 20]. Los datos económicos de capital y remplazo se dan con base en los precios presentados en la [Tabla. 26]. Los costos de operación y mantenimiento corresponden al 1% de los costos de capital. La eficiencia asignada al equipo corresponde a un promedio entre las eficiencias de los 3 inversores en consideración.



[Fig. 60]. Parámetros asignados al inversor.
Fuente: HOMER ®.

10.1.2.5. Sistemas alternos de respaldo

10.1.2.5.1. Generación diesel

Los costos ingresados a este tipo de generador, corresponden a los presentados en la [Tabla 37]. De igual manera, la curva de combustible manejada en este caso fue la predeterminada por HOMER para el tipo de combustible trabajado.

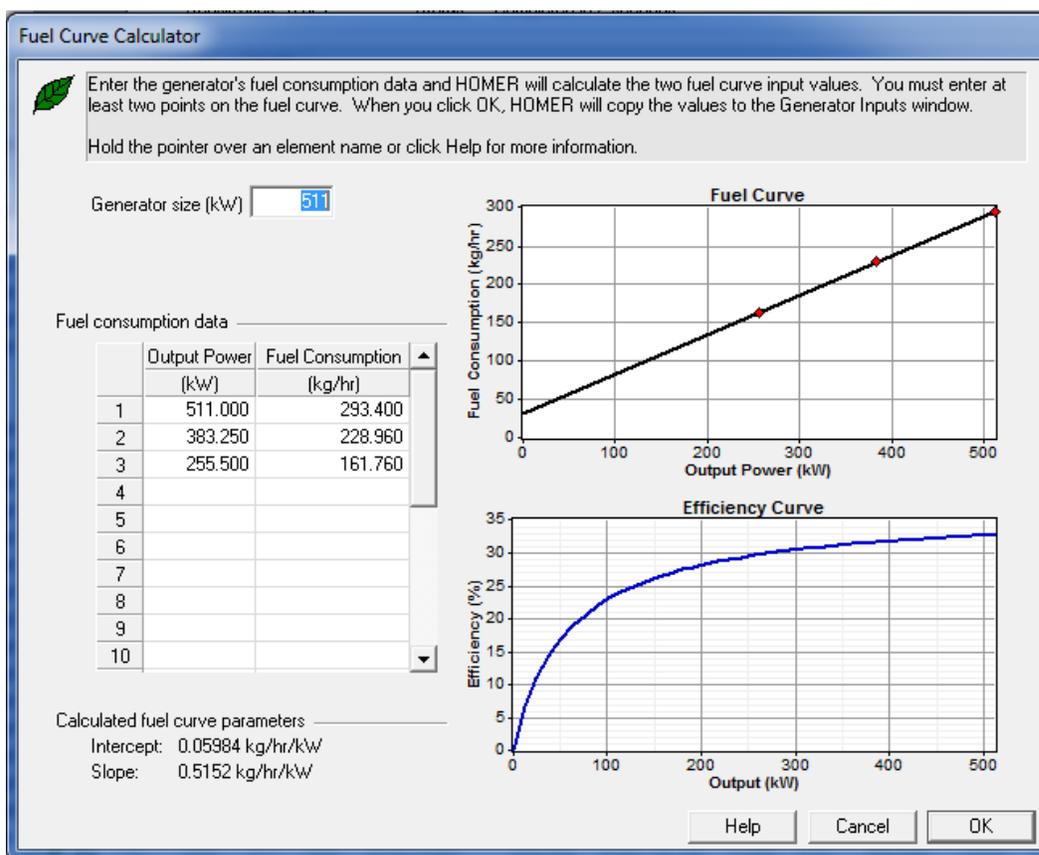
10.1.2.5.2. Generación con gas natural

Al igual que la generación con Diesel, la curva de combustible del gas natural utilizada, fue la predeterminada por el software. Los precios de este tipo de generadores ingresados al sistema, corresponden a los presentados en la [Tabla 38].

10.1.3. BIOMASA

10.1.3.1. Generador Biogás

Para el generador a biogás, fue necesario el suministro de datos de consumo de combustible y potencia de salida, de manera tal que el software pudiera generar la curva de combustible del equipo. Dichos parámetros se suministraron de acuerdo tanto a la cantidad de biogás a producir es de 272,33 m³/h, equivalente a 326,79 Kg/h (calculado anteriormente en la pág.121), como en el consumo máximo de combustible que presenta el equipo considerado, (244,5 m³/h), bajo el cual entrega su máxima potencia (511 KW) [Tabla.33]. Es de resaltar de igual manera, que el PCI del biogás simulado es de 19,176 MJ/Kg, según datos presentados por Atlas de biomasa residual de la UPME.

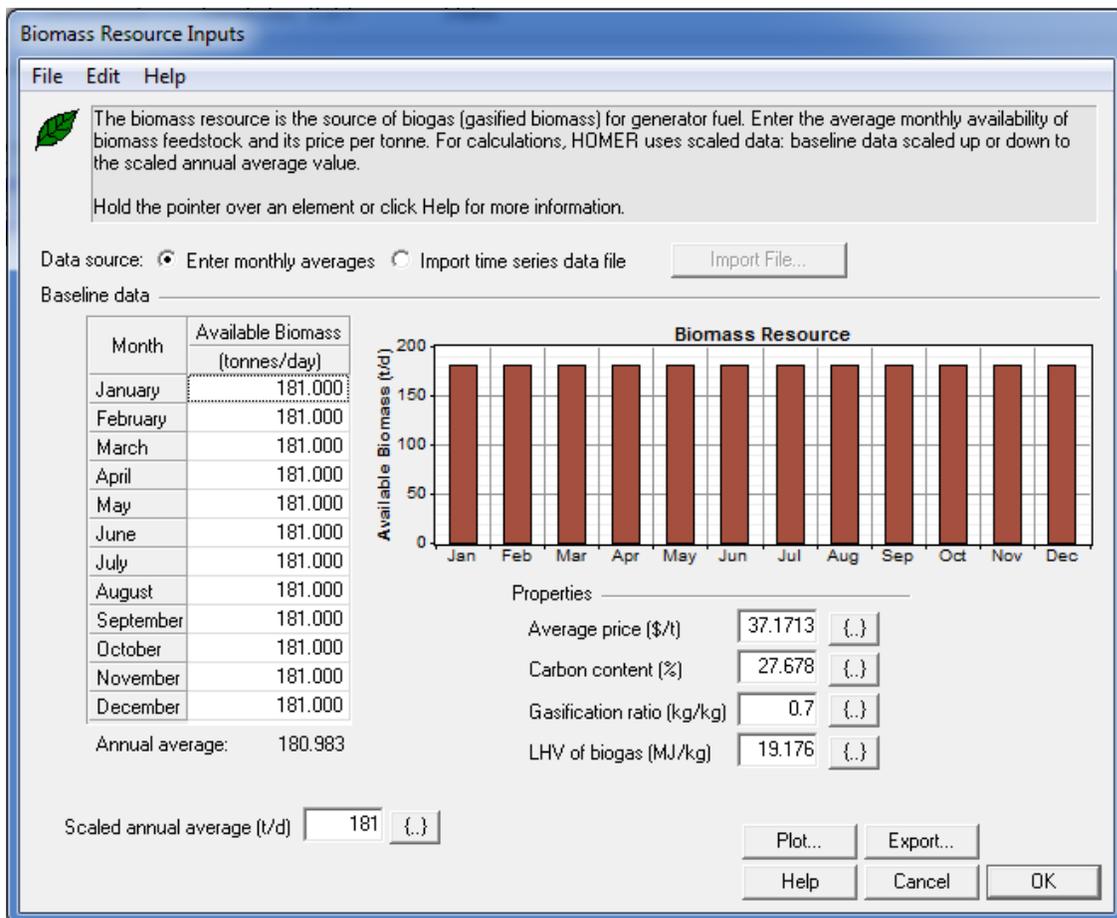


[Fig. 61]. Curva de combustible para el generador de biomasa.

Fuente: HOMER ®.

10.1.3.2. Recurso biomásico

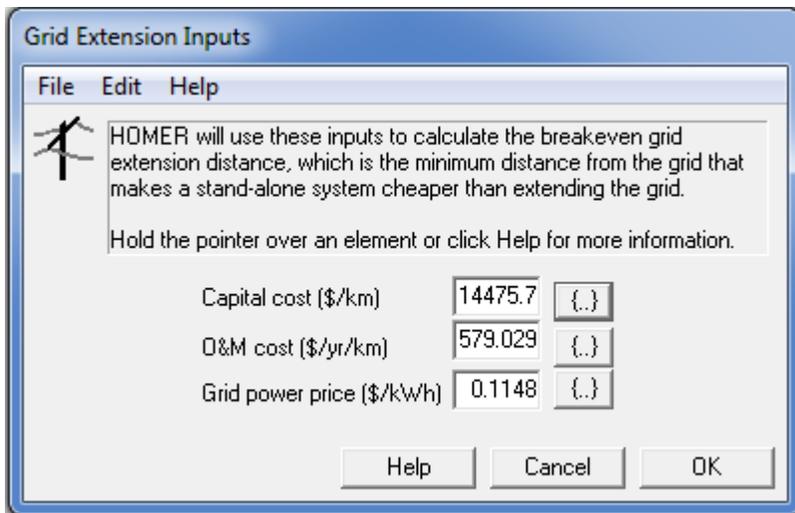
El biogás es el único que posee una ventana de configuración diferente a los demás combustibles, ya que en este se debe cuantificar la cantidad de recurso disponible, además de tenerse que suministrar datos como el contenido de carbón y el rango de gasificación. De acuerdo a los cálculos realizados, la cantidad de biogás que puede producirse con el estiércol disponible es de 181 ton/día. Se asume una producción constante.



[Fig. 62]. Caracterización del recurso biomásico dispuesto para generación en campo Castilla. Fuente: HOMER ®.

10.1.4. RED ELÉCTRICA

El sistema de generación no fue simulado como conectado a red, sin embargo sí se realizó la comparación teniendo la situación en la cual se debiera extender la red eléctrica desde el sitio de consumo de energía hasta el punto más cercano que en este caso lo constituye la subestación “Reforma”. Los costos suministrados al software fueron calculados en la sección “**COMPONENTES Y PRECIOS**” de las “**TECNOLOGÍAS VIABLES DE IMPLEMENTACIÓN**”.



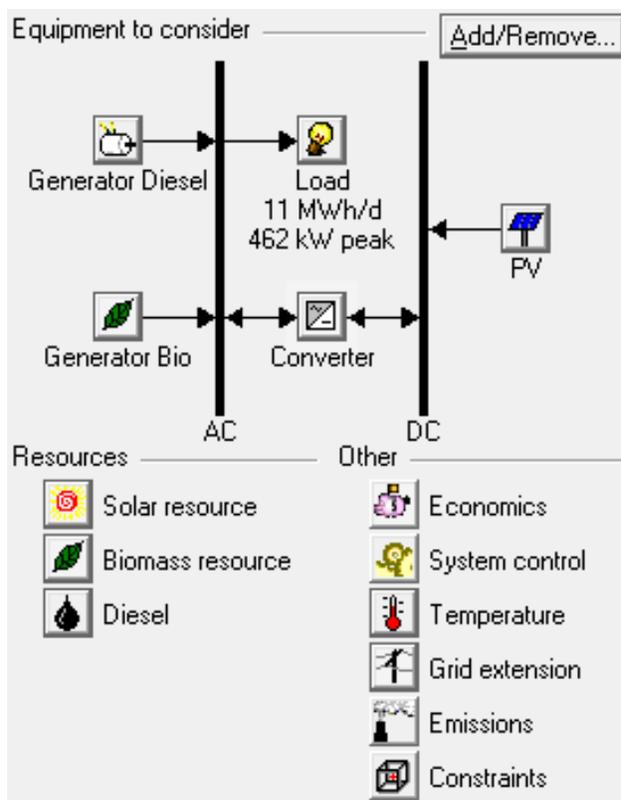
[Fig. 63]. Parámetros de la red eléctrica.
Fuente: HOMER ©.

10.2. RESULTADOS

Se realizaron dos corridas diferentes, una utilizando como combustible alternativo para el sistema fotovoltaico generadores a diesel y a gas natural.

10.2.1. SISTEMA DE GENERACIÓN RENOVABLE CON RESPALDO DIESEL

El sistema simulado corresponde al esquema presentado en la [Fig. 64]. Los resultados obtenidos en este caso, muestran que la configuración óptima de acuerdo al análisis de sensibilidad realizado, es la constituida por los generadores a diesel y biogás, ya que dicha opción presenta menor costo nivelado de energía (COE) (en comparación con las otras 127 configuraciones analizadas por HOMER), siendo este de 0,174 USD/KWh [Fig.65]. Con esto, se tiene un sistema de generación parcialmente renovable en el que el 68% de la energía necesaria para suplir la demanda de una de las plantas de tratamiento del campo provendrá del aprovechamiento biomásico, en tanto el 32% restante se producirá con diesel. [Fig. 66]. Las capacidades instaladas de las tecnologías en mención son 511 KW de potencia para generación a biogás y 508 KW instalados para generación con Diesel.



[Fig. 64]. Esquema de generación solar-biomasa-diesel.
Fuente: HOMER ®.

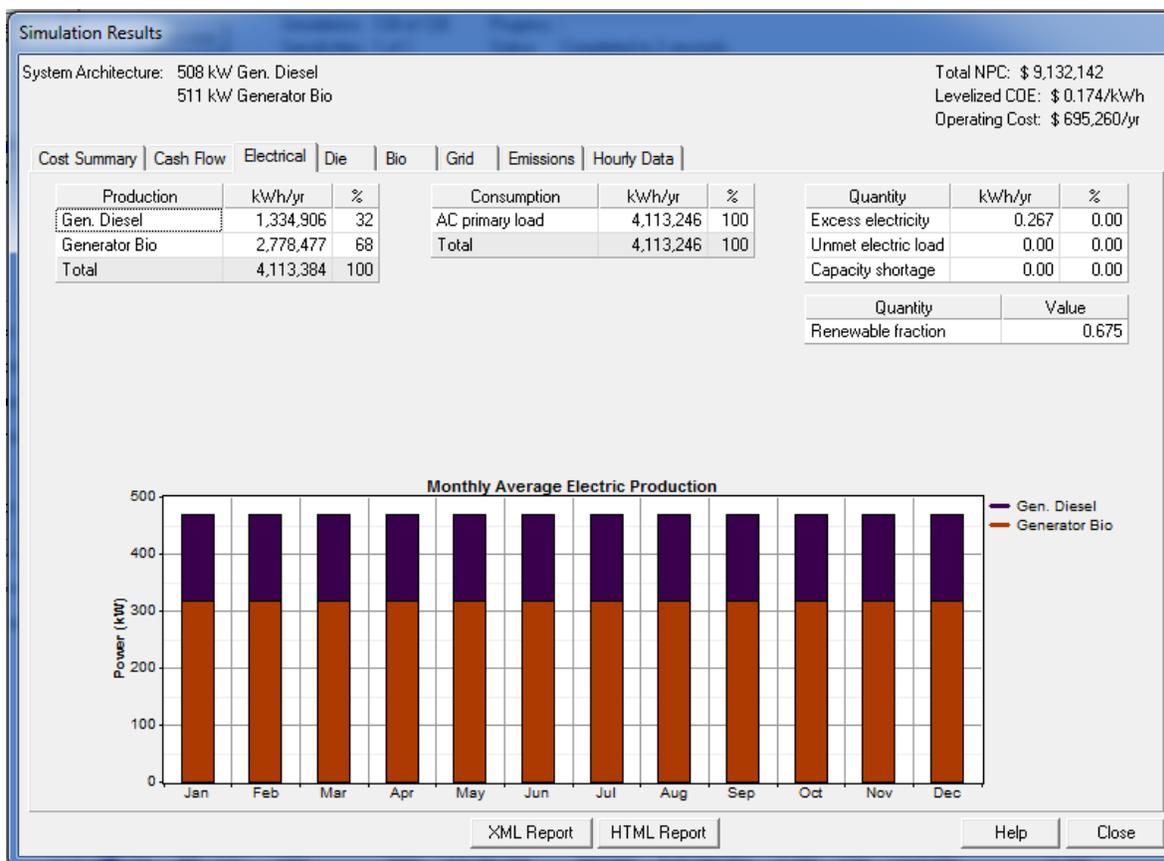
Calculate Simulations: 128 of 128 Progress: [] Sensitivities: 1 of 1 Status: Completed in 2 seconds.

Sensitivity Results Optimization Results

Double click on a system below for simulation results. Categorized Overall Export... Details...

	PV (kW)	Die (kW)	Bio (kW)	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	Biomass (t)	Die (hrs)	Bio (hrs)
		508	511		\$ 244,381	695,260	\$ 9,132,142	0.174	0.68	689,809	2,428	8,760	8,760
	1127	508	511	1000	\$ 1,332,733	673,395	\$ 9,940,987	0.189	0.76	649,646	2,286	8,250	8,250
	1127	508	511	4500	\$ 1,831,889	707,818	\$ 10,880,172	0.207	0.76	649,646	2,286	8,250	8,250
	5635	508	511	1000	\$ 5,109,041	517,479	\$ 11,724,153	0.223	0.91	460,567	1,621	5,849	5,849
	1127	508	511	9000	\$ 2,473,661	752,073	\$ 12,087,683	0.230	0.76	649,646	2,286	8,250	8,250
	5635	508	511	4500	\$ 5,608,197	551,900	\$ 12,663,337	0.241	0.91	460,567	1,621	5,849	5,849
	5635	508	511	9000	\$ 6,249,969	596,156	\$ 13,870,850	0.264	0.91	460,567	1,621	5,849	5,849
		1000	511		\$ 283,381	1,135,140	\$ 14,794,278	0.281	0.36	1,357,800	1,476	8,760	8,760

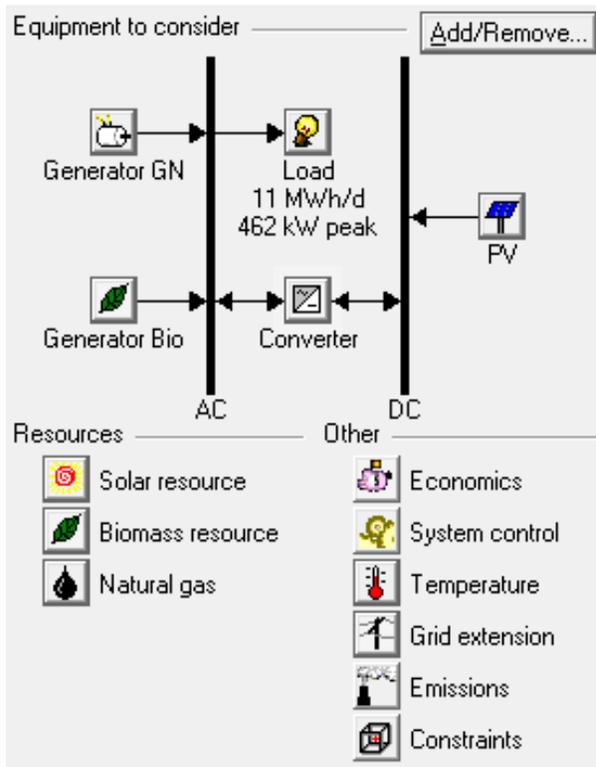
[Fig. 65]. Resultados del análisis de sensibilidad realizados con HOMER ®, ®, con Diesel como respaldo.
Fuente: HOMER ®.



[Fig. 66]. Producción eléctrica mensual media para la configuración solar-biomasa.
Fuente: HOMER ®.

10.2.2. SISTEMA DE GENERACIÓN RENOVABLE CON GN COMO RESPALDO

En este caso, el sistema simulado es el presentado en la [Fig. 67]. De acuerdo a los resultados obtenidos del análisis de sensibilidad realizado, se tiene que el arreglo óptimo es el constituido por el conjunto de generadores a biogás y a gas natural, ya que esta opción presenta un costo nivelado de energía (COE) de 0,101 USD/KWh [Fig. 68]. En este sistema, la mayor parte de la generación se logra por medio de la fuente renovable implementada, siendo en este caso el generador a biogás con el cual se supliría el 67% de la demanda de una de las estaciones de tratamiento del campo, en tanto con gas natural se generaría el 33% restante. [Fig. 69]. Para este tipo de configuración HOMER arroja como capacidad óptima de instalación para cada uno de los generadores: 511 KW.



[Fig. 67]. Esquema de generación solar-biomasa-gas natural.
Fuente: HOMER ®.

Calculate Simulations: 128 of 128 Progress: Status: Completed in 2 seconds.
Sensitivities: 1 of 1

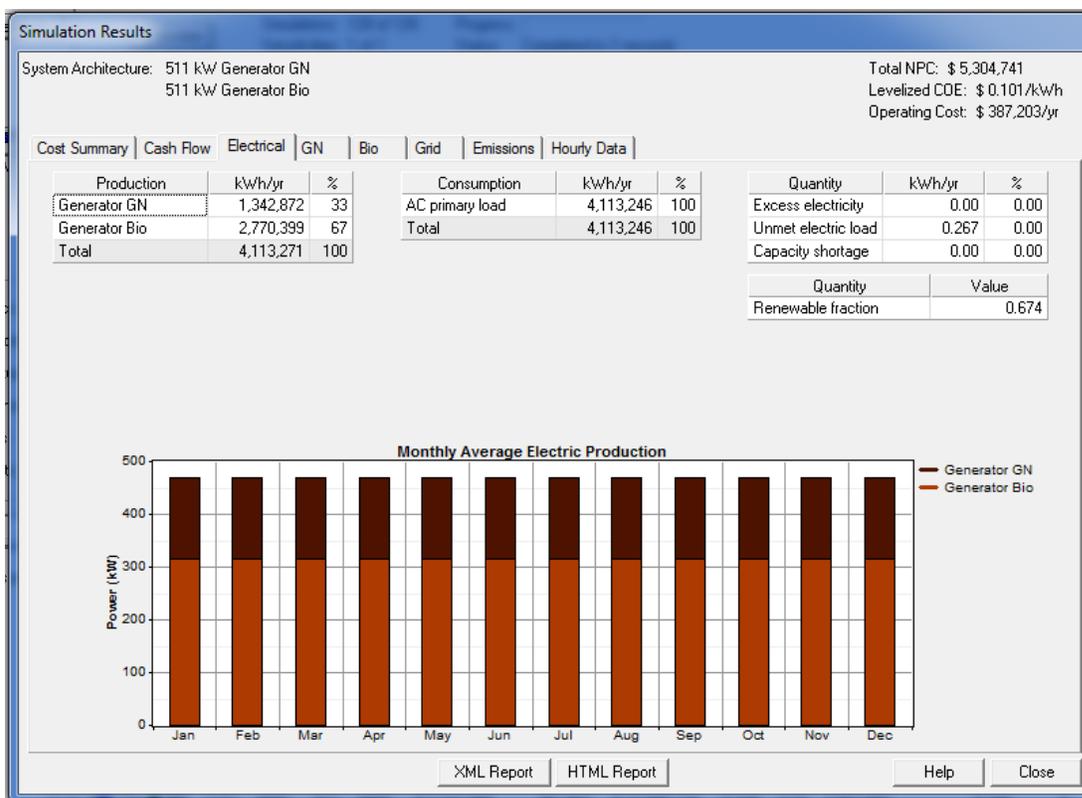
Sensitivity Results Optimization Results

Double click on a system below for simulation results.

	PV (kW)	GN (kW)	Bio (kW)	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Natural gas (m3)	Biomass (\$)	GN (hrs)	Bio (hrs)
	511	511			\$ 354,984	387,203	\$ 5,304,741	0.101	0.67	693,838	2,422	8,760	8,760
	1000				\$ 330,000	430,202	\$ 5,829,421	0.111	0.00	1,729,068		8,760	
		1000	511		\$ 414,381	428,702	\$ 5,894,633	0.112	0.00	1,729,068		8,760	0
	1127	511	511	1000	\$ 1,443,336	382,970	\$ 6,338,975	0.121	0.76	653,453	2,281	8,250	8,250
	1127	1000			\$ 1,418,352	423,533	\$ 6,832,528	0.130	0.26	1,628,407		8,250	
	1127	1000			\$ 1,502,733	422,034	\$ 6,897,740	0.131	0.26	1,628,407		8,250	0
	1127	511	511	4500	\$ 1,942,492	417,392	\$ 7,278,160	0.138	0.76	653,453	2,281	8,250	8,250
	1127	1000			\$ 1,917,508	457,955	\$ 7,771,712	0.148	0.26	1,628,407		8,250	
	1127	1000	511	4500	\$ 2,001,889	456,456	\$ 7,836,924	0.149	0.26	1,628,407		8,250	0

[Fig. 68]. Resultados del análisis de sensibilidad realizados con HOMER ®, con Gas natural como respaldo.

Fuente: HOMER ®.



[Fig. 69]. Producción eléctrica mensual media para la configuración solar-GN.

Fuente: HOMER®.

Considerando los resultados obtenidos con las dos configuraciones simuladas, se tiene que para el caso de abastecimiento de la demanda de una de las plantas de tratamiento de campo Castilla, el mix energético óptimo es el constituido por los generadores a biogás y a gas natural, con un COE de 0,101 USD/KWh.

11. COMPONENTE AMBIENTAL

En el aspecto ambiental, se tiene que el factor de emisiones para Colombia por concepto de proyectos de mecanismo de desarrollo limpio (MDL), equivale a 0,374 Ton de CO₂ por cada MWh de energía generado⁶³, por tal razón y de acuerdo a los resultados obtenidos con HOMER®, se tiene que la disminución de emisiones que se lograría con la implementación del mix energético óptimo sería de 1036,13 Ton de CO₂ al año, considerando que la generación con renovables de esta alternativa, específicamente con biogás es de 2770399 KWh/año [Fig. 69].

⁶³ Dato tomado del documento: “Factores de emisión del s.i.n. sistema interconectado nacional colombia 2013” de la UPME.

12. CONCLUSIONES

1. La demanda de energía del campo, se obtuvo como resultado del análisis detallado de dos de las tres etapas del upstream (recobro y tratamiento). Dicho consumo en promedio (para el periodo de mayor demanda - año 2022-) es de aproximadamente 408,3 MWh día, siendo el recobro la etapa con más demanda de energía, representando el 94% del total consumido (384,5 MWh - día), en tanto tratamiento representa el 6% restante (23,8 MWh - día). De los dos tipos de recobro implementado, la inyección de aire es la que presenta mayor consumo energético, siendo este el 92% del total consumido por recobro, en tanto la inyección por agua consume el 8% restante.
2. De acuerdo a los análisis desarrollados en cuanto a caracterización energética de la zona de estudio, se determina que las tecnologías renovables viables de implementación (en función de la disponibilidad del recurso) son: la energía solar y Biomasa. Con esta primera, se disponen de 3,86 HPS al día. En tanto para la Biomasa, se tiene que la disponibilidad de residuos pecuarios en Castilla la Nueva, específicamente de estiércol bovino es de 220734 Ton/año, del cuál sólo considerando aprovechable el 30%, (por efectos de que la ganadería en esta zona del país es de tipo pastoreo), se tiene un neto de aprovechamiento de 181 Ton/día.
3. De acuerdo a los resultados obtenidos luego de la realización del análisis de sensibilidad, se tiene que el mix energético óptimo a implementar en una de las estaciones de tratamiento de Campo Castilla (por ser las que menor consumo poseen), es el sistema de generación conformado por generadores a biogás y a gas natural, ya que su costo nivelado de energía es de 0,101 USD/KWh (0,073 USD/KWh menos que la opción: generación diesel y biogás). El porcentaje de generación renovable que se tendrá con esta alternativa es de 67%, en tanto el 33% restante será cubierto por medio del empleo de gas natural. Cabe resaltar que el gas natural en este caso, sería proveniente de los campos de Apiay, ya que estos son los que abastecen de GN a las termoeléctricas de Ecopetrol (Ocoa y Suria) en la zona.
4. Considerando los resultados obtenidos en HOMER ®, se tiene que las fuentes renovables constituyen una alternativa viable para suplir demandas de energía a nivel industrial, puesto que sus costos de generación están pasando a ser más competitivos frente a la energía fósil, esto teniendo en cuenta el LCOE, que en este caso es de 0,101 USD/KWh (para la opción a implementar), frente a los rangos en los que oscila el precio del KWh generado con fósiles: US\$ 0.045/kWh y los US\$ 0.14/kWh.

5. La componente ambiental que se logra paralelamente con la implementación de la alternativa energética considerada, se traduce en una disminución de emisiones equivalente a 1036,13 Ton de CO₂ por año.

13. CONSIDERACIONES

1. Teniendo en cuenta el gran consumo de energía que presenta campo Castilla por concepto de las dos etapas del upstream analizadas en este documento (recobro y tratamiento), se establece que lo más viable en cuanto a la lógica del dimensionamiento a realizar, es el planteamiento de alternativas energéticas para una pequeña porción del total de dicha demanda, siendo esta delimitada como el 2% del total del consumo presentado **[Fig.38]**, correspondiente a una sola de las tres plantas de tratamiento que están dispuestas en el campo, ya que son estas las que menor demanda de energía presentan. Consecuentemente, lo referente al dimensionamiento de las tecnologías a ser implementadas (solar y biomasa) y particularmente lo correspondiente a solar, fue realizado para abastecer ese 2% del consumo total de energía que presenta el campo.
2. Este estudio puede ser tenido en cuenta como una investigación preliminar en cuanto a la implementación de fuentes renovables en Castilla la nueva, ya que la cuantía de los recursos disponibles en la zona para cual se planteó el proyecto se basa en los distintos atlas de recursos naturales de que dispone el IDEAM, los cuales si bien permiten conocer y contextualizar un aproximado del recurso, no son muy exactos, lo que hace que los datos obtenidos y presentados en este trabajo puedan presentar cierto grado de variabilidad. Por lo tanto, se recomienda para futuras investigaciones o casos de estudio prácticos, realizar la caracterización energética de la zona con base en datos experimentales.

14. REFERENCIAS

- [1]. EL TIEMPO. Desarrollo petrolero en Meta está en marcha. (2012). Documento en línea. Disponible en: <http://www.eltiempo.com/archivo/documento/CMS-12293783>
- [2]. Portafolio. Castilla, el único gran campo en donde la producción ha mejorado. (2016). Documento en línea. Disponible en: <http://www.portafolio.co/negocios/empresas/unico-campo-colombia-produccion-crudo-mejorado-495497>
- [3]. Ecopetrol. Reporte de sostenibilidad. (2010). Documento en línea. Disponible en: <https://www.unglobalcompact.org/system/attachments/10166/original/ReporteSostenibilidadEcopetrol2010.pdf?1304620879>
- [4]. Ecopetrol. Energía: Una opción sostenible para Ecopetrol. (2011). Documento en línea. Disponible en: <http://www.energiamayorista.com.co/memorias2011/viernes/Julian-Estevez-Ecopetrol.pdf>
- [5]. Ecopetrol. Reporte integrado de gestión sostenible. (2015). Documento en línea. Disponible en: http://www.ecopetrol.com.co/documentos/Ecopetrol_IA_2015_29marzo.pdf
- [6]. Ecopetrol. Plan Integral de energía eléctrica. (2014). Documento en línea. Disponible en: <http://slideplayer.es/slide/1656598/>
- [7]. Ecopetrol. Diversificación energética. (2012). Documento en línea. Disponible en: <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/medio-ambiente/gestion-ambiental-proactiva/ecoeficiencia/energia/diversificacion-energetica>
- [8]. Ecopetrol. Gestión energética. (2014). Documento en línea. Disponible en: <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/medio-ambiente/gestion-ambiental-proactiva/ecoeficiencia/energia/diversificacion-energetica>
- [9]. ANH. Cuenca de llanos orientales. Estudio integrado – crudos pesados. (ND). Documento en línea. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Campos.pdf>
- [10]. Sparano, H. Responsabilidad Social Empresarial: Modelo de Ecopetrol para el Desarrollo Sostenible. (2010). Documento en línea. Disponible en: https://www.uac.edu.co/images/stories/publicaciones/revistas_cientificas/dimension-empresarial/volumen-8-no-1/art04.pdf
- [11]. El tiempo. Listado de las empresas más importantes de 2015. (2015). Documento en línea. Disponible en: <http://www.eltiempo.com/multimedia/infografias/este-es-el-listado-de-las-empresas-mas-importantes-del-2015/16597062>
- [12]. La República. Ecopetrol subió siete lugares entre las 50 petroleras más grandes. (2014). Documento en línea. Disponible en: http://www.larepublica.co/ecopetrol-subió-siete-lugares-entre-las-50-petroleras-más-grandes_196271
- [13]. Ecopetrol. Nuestra historia. (2014). Documento en línea. Disponible en: <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/quienes-somos/acerca-de-ecopetrol/nuestra-historia>
- [14]. Tapias, C. - Banco de la república. – Biblioteca virtual Luis Ángel Arango. De la consecución de mares y la troco, hasta Ecopetrol. (ND). Documento en línea. Disponible en:

<http://www.banrepcultural.org/blaavirtual/revistas/credencial/febrero2012/concesion-de-mares-petroleo>

[15]. Ecopetrol. Nuestra historia. (2014). Documento en línea. Disponible en: <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/quienes-somos/acerca-de-ecopetrol/nuestra-historia>

[16]. ANH. Antecedentes históricos. (ND). Documento en línea. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/portalregionalizacion/Paginas/antecedentes-historicos.aspx>

[17]. Portafolio. Rubiales ya no es el mayor productor de petróleo en Colombia. (2015). Documento en línea. Disponible en: <http://www.portafolio.co/negocios/empresas/rubiales-mayor-productor-petroleo-colombia-34782>

[18]. Ecopetrol. Piloto de tratamiento no convencional para aguas asociadas a la producción de hidrocarburos empleando humedal artificial con pasto Vetiver. (2013). Documento en línea. Disponible en: <http://es.slideshare.net/VetiverVentas/3-raul-triana-ecopetrol>

[19]. ANH. Producción mensual de petróleo. (ND). Documento en línea. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx>

[20]. Espinoza, C; Serna, A – Contraloría general de la república. La fiscalización de hidrocarburos líquidos en Colombia etapas de explotación y producción. (2012). Documento en línea. Disponible en: <http://www.contraloriagen.gov.co/documents/10136/175971301/Fiscalización+de+Hidrocarburos+Líquidos+en+Colombia+-+Etapa+de+Explotación+y+Producción.pdf/5843cee1-8ec5-4a24-a52c-9b0df21a49ff?version=1.0>

[21]. Ministerio de minas y energía. Producción fiscalizada de petróleo por campo. (2012). Documento en línea. Disponible en: <https://www.minminas.gov.co/documents/10180/478423/Produccion+de+Crudo+por+Campo+@%202012.pdf/c257e7b0-dc2a-4381-809b-1001ea394710>

[22]. Quintero, C. Alternativas de producción más limpia en la estación de recolección y tratamiento Castilla II – Superintendencia de operaciones Apiay – SOA. (2007). Documento en línea. Disponible en: <http://repository.lasalle.edu.co/bitstream/handle/10185/14865/T41.07%20Q45a.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

[23]. Ecopetrol. Eficiencia energética Ecopetrol. (2014). Documento en línea. Disponible en: http://www1.upme.gov.co/sites/default/files/Memorias%20Eventos/Eficiencia%20Energetica/7_GESTION%20ENERGETICA%20EN%20LA%20CADENA%20DEL%20PETROLEO_ECOPETROL.pdf

[24]. Portafolio. Ecopetrol apuesta ahora a las energías alternativas. (2010). Documento en línea. Disponible en: <http://www.portafolio.co/economia/finanzas/ecopetrol-le-apuesta-energias-alternativas-300760>

[25]. Prezi. Tratamiento de crudo. (2014). Documento en línea. Disponible en: <https://prezi.com/j0ygt8d6jup0/tratamiento-de-crudo/>

[26]. El tiempo. Ecopetrol vende a termo Ocoa. (1995). Documento en línea. Disponible en: <http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-481590>

- [27]. El tiempo. Termo Ocoa será permanente. (2002). Documento en línea. Disponible en: <http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-1370716>
- [28]. El Tiempo. Nueva planta de Ecopetrol de generación eléctrica de GLP. (2014). Documento en línea. Disponible en: <http://www.portafolio.co/economia/finanzas/nueva-planta-ecopetrol-generacion-electrica-glp-41696>
- [29]. UPME. Memorias al congreso de la república 2009 – 2010. (2010). Documento en línea. Disponible en: http://www.upme.gov.co/Docs/Memorias_Congreso/info/pdf/MME%20PDF%20interactivo.pdf
- [30]. International Business publications. Colombia, oil and gas sector, energy policy, laws and regulations handbook. (2013). Documento en línea. Disponible en: https://books.google.com.co/books?id=Lik2NyyUj98C&pg=PA51&dq=termocoa+colombia&hl=es&sa=X&ved=0ahUKEwiO-_n378fSAhVH7IYKHQGGDsQ6AEIIDAB#v=onepage&q=termocoa%20colombia&f=false
- [31]. PROMIGAS. Informe del sector gas natural 2016. (2016). Documento en línea. Disponible en: http://www.promigas.com/Es/Noticias/Documents/Informe-Sector-Gas/Informe_Sector_Gas_Natural_Colombia_2016.pdf
- [32]. Colombia Turismo Web. Castilla la nueva. (ND). Documento en línea. Disponible en: <http://www.colombiaturismoweb.com/DEPARTAMENTOS/META/MUNICIPIOS/CASTILLA%20LA%20NUEVA/CASTILLA%20LA%20NUEVA.htm>
- [33]. Alcaldía de Castilla la Nueva – Meta. Información general del municipio. (2016). Documento en línea. Disponible en: http://www.castillalanueva-meta.gov.co/informacion_general.shtml#geografia
- [34]. Barmesa. Curvas de rendimiento – centrífugas ANSI, serie 911LX. (2016). Documento en línea. Disponible en: http://www.barmesa.com/Colombia/productos/pdfs/ansi/curvas_6x8-13_co.pdf
- [35]. Barmesa. Equipos de bombeo. Serie 911. (ND). Documento en línea. Disponible en: http://www.barmesa.com/Colombia/productos/centrifugas-ansi_serie-911.html
- [36]. GRUNDFOS. Manual de bombeo. (2004). Documento en línea. Disponible en: http://net.grundfos.com/doc/webnet/waterutility/_assets/downloads/bge/pumphandbook_bge.pdf
- [37]. Ministerio de educación de España. Componentes de una instalación solar fotovoltaica. (ND). Documento en línea. Disponible en: <http://assets.mheducation.es/bcv/guide/capitulo/8448171691.pdf>
- [38]. Agencia energética municipal de Pamplona, España. Aprovechamiento de la energía solar. (ND). Documento en línea. Disponible en: <HTTP://WWW.PAMPLONA.ES/PDF/APROVECHAMIENTOENERGIASOLAR.PDF>
- [39]. IDEAM. Atlas interactivo de radiación – IDEAM. (2014). Documento en línea. Disponible en: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>
- [40]. American Meteorology society. El Proyecto Internacional de Climatología de Nubes por Satélite (ISCCP). (2004). Documento en línea. Disponible en: <http://journals.ametsoc.org/doi/pdf/10.1175/BAMS-85-2-167>
- [41]. El Proyecto Internacional de Climatología de Nubes por Satélite. Coeficientes de calibración ISCCP. (2005). Documento en línea. Disponible en: <https://isccp.giss.nasa.gov/docs/calib.html>

[42]. NASA S'COOL. S'COOL: Satélites Observando la Tierra. (ND). Documento en línea. Disponible en: <https://scool.larc.nasa.gov/Spanish/sats-sp.html>

[43]. The world data center for remote sensing of the atmosphere. TOMS: Total Ozone Mapping Spectrometer. (ND). Documento en línea. Disponible en: <https://wdc.dlr.de/sensors/toms/>

[44]. Data Assimilation Office (DAO). Documentation of the multi-year GEOS-1 assimilation data subset for northern Africa, the mediterranean, and the middle east. (1996). Documento en línea. Disponible en: <https://gmao.gsfc.nasa.gov/pubs/docs/da%20Silva197.pdf>

[45]. Sarabandi, K. Radiative transfer theory. (2009). Documento en línea. Disponible en: http://www.eecs.umich.edu/courses/eecs730/lect/RadiativeTT_W09_port.pdf

[46]. NASA. Programa milenio nuevo EO-1. (ND). Documento en línea. Disponible en: <https://eo1.gsfc.nasa.gov/new/overview/SpanishEO1.pdf>

[47]. NASA. NASA Surface meteorology and Solar Energy - Web Mapping Parameter Definitions. (2016). Documento en línea. Disponible en: https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/text/SSE_GIS_definitions.html

[48]. CNICE. Satélites meteorológicos. (ND). Documento en línea. Disponible en: http://concurso.cnice.mec.es/cnice2006/material121/unidad3/sat_mete.htm

[999]. NASA. NASA Surface meteorology and Solar Energy - Accuracy (2016). Documento en línea. Disponible en: <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/sse.cgi?rets@nrcan.gc.ca+s06#s06>

[49]. UPME. Atlas de radiación solar de Colombia. (ND). Documento en línea. Disponible en: http://www.upme.gov.co/Docs/Atlas_Radiacion_Solar/1-Atlas_Radiacion_Solar.pdf

[50]. IDEAM. Atlas climático – capítulo 1: Aspectos nacionales. (ND). Documento en línea. Disponible en: <http://documentacion.ideam.gov.co/openbiblio/bvirtual/019711/AtlasClimatico1.pdf>

[51]. NASA. NASA Surface meteorology and Solar Energy: RETScreen Data. (09- Feb- 2017). Documento en línea. Disponible en: <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/retscreen.cgi?&email=rets@nrcan.gc.ca&step=1&p=&lat=3.82845&submit=Submit&lon=-73.6799>

[52]. Rangel, E. Generación de Información sobre Clima y Precipitación - Proyecto Agua Cepal. (2011). Documento en línea. Disponible en: http://www.cepal.org/deype/noticias/noticias/7/43997/IDEAM_generacion_clima-precipitacion.pdf

[53]. TECNUM. Estaciones hidrométricas. (2011). Documento en línea. Disponible en: http://www.tecnumelectronica.com/index.php?option=com_content&view=article&id=12:estaciones-hidrometricas&catid=33&Itemid=143

[54]. Secretaría marina (SEMAR). Red Mareográfica Nacional de la Secretaría de Marina. (ND). Documento en línea. Disponible en: <http://oceanografia.semar.gob.mx/estaciones.html>

[55]. INEC. Definiciones y explicaciones. (ND). Documento en línea. Disponible en: <https://www.contraloria.gob.pa/inec/Archivos/P279105definicion.pdf>

[56]. IDEAM. Distribución del brillo solar medio diario (horas de sol al día). (2014). Documento en línea. disponible en: <http://atlas.ideam.gov.co/visoratlasradiacion.html>

[57]. IDEAM. Características climatológicas de ciudades principales y municipios turísticos. (ND). Documento en línea. Disponible en:

<http://www.ideam.gov.co/documents/21021/21789/1Sitios+turisticos2.pdf/cd4106e9-d608-4c29-91cc-16bee9151ddd>

[58]. Energema. Hora solar pico (HSP). (2014). Documento en línea. Disponible en: <http://www.grupoelektra.es/blog/wp-content/uploads/2014/10/como-somos-los-delektra-que-son-las-HSP.pdf>

[59]. Sistema de documentación e información municipal (SDIM). Esquema de ordenamiento territorial (E.O.T). (ND). Documento en línea. Disponible en: [http://cdim.esap.edu.co/BancoMedios/Documentos%20PDF/e.o.t%20-%20puerto%20lleras%20\(173%20pag%20-%20590%20kb\).pdf](http://cdim.esap.edu.co/BancoMedios/Documentos%20PDF/e.o.t%20-%20puerto%20lleras%20(173%20pag%20-%20590%20kb).pdf)

[60]. Adaptación Orotoy. Cuenca hidrográfica del río orotoy. (ND). Documento en línea. Disponible en: http://adaptacion-orotoy.org/?page_id=48

[61]. Cormacarena. Río Orotoy. (ND). Documento en línea. Disponible en: <http://www.calidadrioscormacarena.org/rio-orotoy-generalidades.html>

[62]. IDEAM. Estudio nacional del agua 2014. (2014). Documento en línea. Disponible en: http://documentacion.ideam.gov.co/openbiblio/bvirtual/023080/ENA_2014.pdf

[63]. Torres, E. Investigación en pequeñas centrales en Colombia. (2010). Documento en línea. Disponible en: <http://www.unilibre.edu.co/revistaingeniolibre/revista-12/ar9.pdf>

[64]. Ingfocol Ltda. Capítulo 1: Hidroenergía. (2014). Documento en línea. Disponible en: http://www.upme.gov.co/Atlas_Hidroenergetico/Atlas_p25-36.pdf

[65]. Sistema de información ambiental de Colombia (SIAC). Agua. (ND). Documento en línea. Disponible en: <http://www.ideam.gov.co/web/siac/ofertaagua>

[66] Palacios, Ricardo. Inventario Documentado de represas en Colombia. (2013). Documento en línea. Disponible en: <http://repository.unimilitar.edu.co/bitstream/10654/11360/1/PalaciosSierraRicardoAndres2013.pdf>

[67]. Isagen. Centrales hidroeléctricas. (2015). Documento en línea. Disponible en: <https://www.isagen.com.co/nuestra-empresa/generacion-de-energia/generacion-hidroelectrica/central-hidroelectrica-amoya/>

[68]. IDEAM. Atlas de viento de Colombia. (2015). Documento en línea. Disponible en: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasVientos.html>

[69]. UNIANDES. Anexo 2: Medición, procesamiento de la información y red de estaciones que miden viento en Colombia. (ND). Documento en línea. Disponible en: https://datoscede.uniandes.edu.co/anexo/materialrelacionado/d7e_Metodologia_vientos.pdf

[70]. Subgerencia Cultural del Banco de la República. *La rosa de los vientos*. (2015). Documento en línea. Disponible en: http://www.banrepcultural.org/blaavirtual/ayudadetareas/geografia/la_rosa_de_los_vientos

[71]. Asociación danesa de la industria eólica. Demostración de la ley de Betz. (ND). Documento en línea. Disponible en: http://www.motiva.fi/myllarin_tuulivoima/windpower%20web/es/stat/betzpro.htm

- [72]. Marzolf, N. Emprendimiento de la energía geotérmica en Colombia. (2014). Documento en línea. Disponible en: <https://publications.iadb.org/bitstream/handle/11319/6558/Energia%20Geotermica%20Colombia%2007-1-14finalweb.pdf?sequence=1>
- [73]. Revista eólica y del vehículo eléctrico - (REVE). Proyecto de central geotérmica de 50 MW en el Volcán Nevado del Ruiz en Colombia. (2012). Documento en línea. Disponible en: <http://www.evwind.com/2012/11/05/proyecto-de-central-geotermica-de-50-mw-en-el-volcan-nevado-del-ruiz-en-colombia/>
- [74]. El tiempo. Isagen y japoneses en proyecto de energía geotérmica. (2015). Documento en línea. Disponible en: <http://www.eltiempo.com/archivo/documento/CMS-15267155>
- [75]. ISAGEN. Geotermia en Colombia. (2014). Documento en línea. Disponible en: https://www.geothermal-energy.org/...and.../latin_america_gateway.html
- [76]. World Energy Council WEC. Energy resources – geothermal. (2015). Documento en línea. Disponible en: <https://www.worldenergy.org/data/resources/resource/geothermal/>
- [77]. ANH. Mapa preliminar de gradientes geotérmicos de Colombia. (ND). Documento en línea. Disponible en: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Poster%20Central%20\(PDF\)-Poster-Mapa%20preliminar%20Geotermia.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Poster%20Central%20(PDF)-Poster-Mapa%20preliminar%20Geotermia.pdf)
- [78]. Asociación de empresas de energías renovables (APPA). ¿Qué es la biomasa?. (2009). Documento en línea. Disponible en: http://www.appa.es/04biomasa/04que_es.php
- [79]. Endesa. Centrales de biomasa. (2014). Documento en línea. Disponible en: http://www.endesaeduca.com/Endesa_educarecursos-interactivos/produccion-de-electricidad/xiv.-las-centrales-de-biomasa
- [80]. UPME. Atlas del potencial energético de la biomasa residual en Colombia. (ND). Documento en línea. Disponible en: http://www1.upme.gov.co/sites/default/files/article/1768/files/Atlas%20de%20Biomasa%20Residual%20Colombia_.pdf
- [81]. Sierra, J. Alternativas de aprovechamiento de la cascarilla de arroz en Colombia. (2009). Documento en línea. Disponible en: <http://repositorio.unisucre.edu.co/bitstream/001/211/2/333.794S571.pdf>
- [82]. DANE. Encuesta nacional agropecuaria. (2015). Documento en línea. Disponible en: https://www.dane.gov.co/files/investigaciones/agropecuario/enda/ena/2015/boletin_ena_2015.pdf
- [83]. UPME. guía para la implementación de sistemas de producción de biogás. (2003). Documento en línea. Disponible en: http://www.si3ea.gov.co/si3ea/documentos/documentacion/energias_alternativas/normalizacion/GUIA_PARA_LA_IMPLEMENTACION_DE_SISTEMAS_DE_PRODUCCION_DE_BIO.pdf
- [84]. Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). Diseño de biodigestores y producción de electricidad. (ND). Documento en línea. Disponible en: <http://www.infoagro.go.cr/Inforegiones/RegionCentralOriental/Documents/produccion%20sostenible/Curso%20biodigestores.pdf>

- [85]. Pacual, J. Rediseño y ensayo de un biodigestor en la granja experimental de la Universidad Autónoma de Chapingo. (2011). Documento en línea. Disponible en: <http://dima.chapingo.mx/contenido/tesis2011/tesisPascual.pdf>
- [86]. Aarhus University. Scaling and Commercializing Mobile Biogas Systems in Kenya: A Qualitative Pilot Study. (2016). Documento en línea. Disponible en: http://pure.au.dk/portal/files/107180360/Scaling_and_Commercializing_Mobile_Biogas_Systems_in_.pdf
- [87]. Silva, J. Tecnologías del Biogás. (ND). Documento en línea. Disponible en: <http://www.bvsde.paho.org/bvsaar/e/fulltext/gestion/biogas.pdf>
- [88]. Instituto Colombiano Agropecuario – ICA. pecuario nacional 2016. (2016). Documento en línea. Disponible en: <http://www.ica.gov.co/getdoc/8232c0e5-be97-42bd-b07b-9cdbfb07fcac/Censos-2008.aspx>
- [89]. Himoina. Grupo electrógeno Modelo: HGN-640 T6 BIO. (ND). Documento en línea. Disponible en: <http://www.himoina.com/data/datasheets/HIMOINSA%20HGN%20640%20T6%20BIO%20OS.pdf>
- [90]. IFAD. Flexi biogás systems: inexpensive, renewable energy for developing countries. (2012). Documento en línea. Disponible en: <https://www.ifad.org/documents/10180/2b0e6bfe-da33-4c56-99ee-e2125c188766>
- [91]. Energía estratégica. Petroleras aprovechan experiencia en el mar para avanzar con renovables, (2016). Documento en línea. Disponible en: <http://www.energiaestrategica.com/petroleras-del-mundo-se-vuelcan-las-renovables-aprovechan-la-experiencia-los-pozos-mar/>
- [92]. Travieso, F; Irady, M. Las petroleras entran al negocio eólico. (2017). Documento en línea. Disponible en: <http://www.mundoagropecuario.com/las-petroleras-entran-al-negocio-eolico/>
- [93]. Roca, A. Otra petrolera que se ‘enchufa’ a las renovables: Eni construirá 420 MW en Italia, Egipto y Pakistán. (2016). Documento en línea. Disponible en: <http://elperiodicodelaenergia.com/otra-petrolera-que-se-enchufa-a-las-renovables-eni-construira-420-mw-en-italia-egipto-y-pakistan/>
- [94]. Expansión. Statoil y E.ON invertirán 1.200 millones en un parque eólico en el mar Báltico. (2016). Documento en línea. Disponible en: <http://www.expansion.com/empresas/energia/2016/04/25/571e02c2e2704ef34d8b45cd.html>
- [95]. Castro, K. Escocia aprueba construcción del mayor parque eólico flotante del planeta. (2015). Documento en línea. Disponible en: <https://www.veoverde.com/2015/11/escocia-aprueba-construccion-del-mayor-parque-eolico-flotante-del-planeta/>
- [96]. Electricidad, la revista energética de Chile. Bajos costos de producción atraen a petroleras hacia la energía eólica. (2016). Documento en línea. Disponible en: <http://www.revistaei.cl/2016/12/29/bajos-costos-de-produccion-atraen-a-petroleras-hacia-a-la-energia-eolica/>
- [97]. El confidencial. Sonatrach y ENI construirán una planta solar cerca de la frontera con Túnez. (2017). Documento en línea. Disponible en: <http://www.elconfidencial.com/ultima-hora-en->

[vivo/2017-03-18/sonatrach-y-eni-construiran-una-planta-solar-cerca-de-la-frontera-con-tunez_1168121/](#)

[98]. **Total. Sunpower pone a total a la vanguardia de la energía solar. (ND).** Documento en línea. Disponible en: <http://www.total.com.ar/es-ag/una-mejor-energia/proyectos-en-todo-el-mundo/sunpower-pone-total-la-vanguardia-de-la-energia-solar>

[99]. SWI. Empresa Total sunpower gana contrato para producir energía solar en Chile. (2016). Documento en línea. Disponible en: <http://www.swissinfo.ch/spa/empresa-total-sun-power-gana-contrato-para-producir-energ%C3%ADa-solar-en-chile-/42185418>

[100]. Ochoa, J. Criterios de evaluación y análisis de alternativas para el diseño de proyectos de electrificación rural con energía eólica y solar en países en desarrollo. (2009). Documento en línea. Disponible en: <https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099.1/11564/Memoria.pdf>

[101]. Ministerios de ambiente y desarrollo sostenible. Portafolio colombiano de proyectos MDL 2016. (2016). Documento en línea. Disponible en: http://cambioclimatico.minambiente.gov.co/images/Portafolio_para_publicar.pdf

[102]. Sarmiento, A; Rodríguez, M; Castillo, O; & Vázquez, A. Sistemas Integrados de energías con fuentes renovables, requisitos y opciones. (2014). Documento en línea. Disponible en: http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1815-59012014000100008

[103]. Liu,G; Rasul, M; Amanullah,M; Khan,M. Techno-economic simulation and optimization of residential grid-connected PV system for the Queensland climate.(2011). Documento en línea. Disponible en: <http://sci-hub.cc/10.1016/j.renene.2012.02.029>

[104]. Osinergmin. Reporte análisis económico sectorial de electricidad. Las energías renovables en el mundo. (2016). Documento en línea. Disponible en: http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/RAE_S/RAES-Electricidad-Octubre-2016-GPAE-OS.pdf

[105]. UPME. Proyección de precios de los energéticos para la generación eléctrica Enero 2016 – Diciembre 2035. (2016). Documento en línea. Disponible en: http://www.upme.gov.co/SeccionHidrocarburos_sp/Publicaciones/2016/Proyeccion_de_los_precios_de_los_combustibles_junio_2016.pdf

[106]. Pinto, M; Hernandez, N. Tendencias de los precios de la energía eléctrica en el mercado Colombiano. (2017). Semillero de demanda de energía de Ecopetrol. Documento privado.

[107]. Blanco, S. Herramienta informática para el seguimiento del control de producción del campo Castilla. (2009). Escuela de ingeniería de Petróleos- UIS. Documento público.

[108]. UPME. Características climatológicas de ciudades principales y municipios turísticos. (ND). Documento en línea. Disponible en: <http://www.ideam.gov.co/documents/21021/21789/1Sitios+turisticos2.pdf/cd4106e9-d608-4c29-91cc-16bee9151ddd>

15. ANEXOS

15.1. ANEXO 1

SISTEMA FOTOVOLTAICO

- Características del módulo fotovoltaico

El módulo solar utilizado, es el panel Sunforte PM096B00 del fabricante Ben Q Group, con las siguientes especificaciones **[Tabla.38]**.

PARÁMETRO	ESPECIFICACIÓN
Marca	Ben Q Group
Modelo	SunForte PM096B00
Tipo de panel	Monocristalino
P máx. [W]	330
Eficiencia [%]	20,3
Vmp [V]	54,7
Imp [A]	6,04
Voc [V]	64,9
Isc [A]	6,52

[Tabla.38]: Parámetros de funcionamiento del panel solar seleccionado.

Fuente: Propia, con base en datos del fabricante.

- Inversores

Para seleccionar un inversor, se debe tener en cuenta la potencia de entrada al mismo, teniendo en cuenta dicho parámetro, las opciones consideradas e introducidas en Pvsist para el cálculo óptimo del sistema fueron los presentados a continuación: **[Tabla.39]**, **[Tabla.40]** y **[Tabla.41]**.

INVERSOR ABB; REF: PVS800-57-0500 KW		
Potencia nominal	500	KW
ENTRADA		
Máx. Pot. De entrada	600	KWp
Máx. voltaje en DC	1100	V
Max. Corriente en DC	1145	A
Nº de entradas en DC	De 4 a 15	Unidad
SALIDA		
Máx. Pot. De salida	600	KW
Corriente nominal en AC	965	A
Voltaje nominal de salida	300	V
Eficiencia máxima	98,6	%

[Tabla.39]. Parámetros de funcionamiento del inversor ABB – referencia: PVS800-57-0500 KW
Fuente: Propia, con base en datos del fabricante.

INVERSOR ABB; REF: PVS800-57-0875 KW		
Potencia nominal	875	KW
ENTRADA		
Máx. Pot. De entrada	1050	KWp
Máx. voltaje en DC	1100	V
Max. Corriente en DC	1710	A
Nº de entradas en DC	De 8 a 20	Unidad
SALIDA		
Máx. Pot. De salida	1050	KW
Corriente nominal en AC	1445	A
Voltaje nominal de salida	350	V
Eficiencia máxima	98,7	%

[Tabla.40]. Parámetros de funcionamiento del inversor ABB – referencia: PVS800-57-0875 KW
Fuente: Propia, con base en datos del fabricante.

INVERSOR ABB; REF: ULTRA 1500-TL-OUTD-1-US-690-M		
Potencia nominal	500	KW
ENTRADA		
Máx. Pot. De entrada	600	KWp
Máx. voltaje en DC	1100	V
Max. Corriente en DC	1145	A
Nº de entradas en DC	De 4 a 15	Unidad
SALIDA		
Máx. Pot. De salida	600	KW
Corriente nominal en AC	965	A
Voltaje nominal de salida	300	V
Eficiencia máxima	98,8	%

[Tabla.41]. Parámetros de funcionamiento del inversor ABB – referencia: ULTRA 1500-TL-OUTD-1-US-690-M **Fuente:** Propia, con base en datos del fabricante.

15.2. ANEXO 2

BIOMASA

- Cantidad de biomasa disponible para generación de biogás

Los datos presentados a continuación, corresponden cantidad de estiércol bovino disponible en Castilla la Nueva para su aprovechamiento energético según el censo pecuario nacional 2016.

DEPARTAMENTOS	META	PRODUCCIÓN DE ESTIERCOL	
MUNICIPIO	CASTILLA-LA-NUEVA	KG/CABEZA*AÑO	TOTAL RESIDUO/AÑO
TERNERAS < 1 AÑO	4.200	1.460	6.132.000
TERNEROS < 1 AÑO	3.800	1.460	5.548.000
HEMBRAS 1 - 2 AÑOS	5.570	3.285	18.297.450
MACHOS 1 - 2 AÑOS	5.400	3.285	17.739.000
HEMBRAS 2 - 3 AÑOS	4.630	5.110	23.659.300
MACHOS 2 - 3 AÑOS	7.500	5.110	38.325.000
HEMBRAS > 3 AÑOS	14.400	6.570	94.608.000
MACHOS > 3 AÑOS	2.500	6.570	16.425.000
TOTAL BOVINOS - 2016	48.000		220.733.750

[Tabla 42]. Cantidad de biomasa disponible (estiércol bovino), para generación de energía en Castilla la Nueva.

Fuente: Propia. Con base en la información contenida en el atlas del potencial energético de la biomasa residual en Colombia y en el censo pecuario nacional 2016. [88]