

Análisis de factibilidad técnica y financiera para la utilización de energías renovables en el calentamiento de petróleo en un campo maduro colombiano.

Jeffrey Valencia Calvo

Trabajo de Grado para Optar el Título de
Magíster en Ingeniería de Petróleo y Gas

Director:

Erick Montes Páez, M.Sc
Magister en Ingeniería de Hidrocarburos

Codirector:

Camilo Andrés Guerrero Martin, M.Sc
Magister en Ciencia y Tecnología de Polímeros

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Físicoquímicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Maestría en Ingeniería de Petróleo y Gas
Bucaramanga

2022

Dedicatoria

*A Mi Madre Gloria Estella Valencia, eres energía y mi mayor ejemplo,
Gracias por tu esfuerzo y valentía para ayudarme a llegar hasta aquí, TE AMO.*

*Mi Pequeña Hija Emma Sophia, aunque el día de mañana no pueda levantarte en mis brazos,
quiero que tengas presente, que ni el universo que tú y yo amamos, tiene límite alguno para el
amor que tengo por ti. Eres Luz y paz para mi alma. Esto es por ti, Te amo hasta el infinito.*

Gracias a Dios por mi Hija y mi Madre.

Jeffrey Valencia,

Contenido

	Pág.
Introducción	11
1. Objetivos	13
1.1. Objetivo General.....	13
1.2. Objetivos Específicos	13
2. Diagnostico Operativo de Facilidades de Superficie y Fondo del Campo TOM.....	14
3. Cuantificación de la Demanda Energética Requerida.....	26
4. Selección de la Metodología Multicriterio.....	31
4.1. Bases conceptuales para la identificación de áreas susceptibles de establecimiento de energías renovables como alternativas de generación de energía	31
4.2. Procesos de análisis multicriterio a partir de evaluación jerárquica	32
4.3. Evaluación teórica ubicación campo TOM	34
4.4. Evaluación técnica ubicación campo TOM	34
4.5. Evaluación impactos ambientales y sociales	35
4.6. Calificación y criterios de los aspectos.....	35
4.7. Energía Eólica.....	39
4.8. Energía Solar.....	40
4.9. Energía de Biomasa	41
4.10. Energía Geotérmica	42

4.11. Tecnologías a Evaluar.....	50
4.11.2. Concentrating Solar Power (CSP).).....	50
4.11.3. Energía Solar Fotovoltaica.....	51
4.11.4. Tecnología Híbrida.	51
4.12. Criterios de Selección.	52
5. Evaluación Financiera de la Energía Renovable Seleccionada.....	53
6. Conclusiones	65
Referencias Bibliográficas	71

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Datos de Producción.	14
Tabla 2. Parámetros en cabeza de pozos en el campo TOM.....	19
Tabla 3. Parámetros de presión y temperatura del petróleo y aceite térmico.	19
Tabla 4. Características de intercambiadores térmicos de calor.	20
Tabla 5. Índice de inestabilidad coloidal.....	24
Tabla 6. Discretización de cargas energéticas requeridas en el campo TOM.....	28
Tabla 7. Cantidad de módulos e inversores requeridos.....	30
Tabla 8. Características Inversores.	30
Tabla 9. Criterios de sustentabilidad evaluados.....	38
Tabla 10. Valores numéricos de los indicadores cuantitativos en las energías evaluadas.....	38
Tabla 11. Valores consolidados de los criterios de sustentabilidad evaluados.	43
Tabla 12. Escala de valores numéricos para matriz de comparación de criterios.....	43
Tabla 13. Aspectos económicos, sociales, técnicos y ambientales.	44
Tabla 14. Matriz de comparación de criterios.....	45
Tabla 15. Criterio: Importancia y alienación con las políticas sectoriales.....	46
Tabla 16. Criterios: Co-beneficios.	46
Tabla 17. Criterio: Potencial de Mitigación.....	46
Tabla 18. Criterio: Costo de medición.	46
Tabla 19. Criterio: Ponderación total.	47

Tabla 20. Criterios evaluados.....	49
Tabla 21. Evaluación de tecnologías.....	51
Tabla 22. Factores financieros del proyecto.	56
Tabla 23. Valores base suministrados por la compañía para la realización del análisis económico.....	62
Tabla 24. Viabilidad financiera.....	62

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Comportamiento de producción del Campo TOM.	15
Figura 2. Producción discretizada del campo TOM.....	15
Figura 3. Índices de productividad del campo TOM.	16
Figura 4. Características de levantamiento artificial del campo TOM.	17
Figura 5. Análisis S.A.R.A del campo TOM.	23
Figura 6. Índice de Estabilidad Coloidal.....	24
Figura 7. Apariencia de la viscosidad del crudo del campo TOM.....	24
Figura 8. Comportamiento de la viscosidad del crudo del campo TOM con respecto a la variación de temperatura.....	25
Figura 9. Diagrama Unifilar Campo TOM.	29
Figura 10. Metodología selección tecnología de energía renovable para el campo TOM.	31
Figura 11. Pasos para la aplicación del método de evaluación multicriterio jerárquica.	33
Figura 12. Perfiles climatológicos y de temperatura. Fuente: IDEAM, 2019.....	37
Figura 13. Potencial Geotérmico en Colombia. Fuente Servicio Geológico Colombiano.	37
Figura 14. Identificación de valores in-situ.....	47
Figura 15. Atribuciones numéricas de pertinencia de la zona de estudio.	48
Figura 16. Factores de convergencia para el análisis de recurso solar en el campo TOM.	50
Figura 17. Valores económicos usados en la simulación.....	53
Figura 18. Producción de energía mensual en el primer año.	57

Figura 19. Potencia generada por el sistema diario a cada hora del día.....	58
Figura 20. Gráfica de porcentaje de pérdidas de energía.	59
Figura 21. Mapa de calor.	60
Figura 22. Perfil de temperatura anual del campo TOM.	61
Figura 23. Flujo de caja del proyecto.....	64

Resumen

Título: Análisis de factibilidad técnica y financiera para La utilización de energías renovables en el calentamiento de Petróleo en un campo maduro colombiano.*

Autor: Jeffrey Valencia Calvo**

Palabras clave: Energías alternativas, calentamiento, simulación.

Descripción:

La IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) y OGCI (Oil and Gas Climate Initiative) destacan en sus últimos informes, como a nivel mundial compañías pertenecientes a la industria del petróleo y gas, trabajan mancomunadamente en la innovación de sus tecnologías a fin de reducir considerablemente las emisiones de Carbono y el impacto de las compañías en el ambiente en que desarrollan sus proyectos. El aprovechamiento de Energías inagotables y limpias como la solar, eólica e hidráulica entre otras, generan posibilidades de sostenibilidad en el tiempo que permiten a las compañías optimización de sus recursos, disminución de costos y operaciones amigables con el medioambiente.

Colombia no es la excepción, actualmente la transformación energética juega un rol importante en los diferentes sectores energéticos del país, donde la industria del Petróleo y Gas se destaca por la búsqueda de proyectos donde el pilar fundamental es el aprovechamiento del potencial energético renovable presente en las diferentes regiones, contribuyendo a disminuir la huella de carbono en las áreas de influencia directa y reduciendo el consumo de combustibles fósiles en la operación y desarrollo de sus procesos.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Maestría en Ingeniería de Petróleo y Gas. Director: M.Sc. Erick Montes Páez. Codirector: Camilo Andrés Guerrero Martín.

Abstract

Title: Experimental study of the effect associated with the polymerization by post-hydrolysis and copolymerization of a HPAM-type polymer on the formation of emulsions for a Colombian field.*

Author: Jeffrey Valencia Calvo **

Keywords: Alternative energies, heating, simulation.

Description:

The IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) and OGCI (Oil and Gas Climate Initiative) highlight in their latest reports, how companies belonging to the oil and gas industry work together in the innovation of their technologies to considerably reduce carbon emissions and the impact of the companies on the environment in which they develop their projects. The use of inexhaustible and clean energies such as solar, wind and hydraulic among others, generate possibilities of sustainability over time that allow companies to optimize their resources, reduce costs and friendly operations with the environment.

Colombia is no exception, currently the energy transformation plays an important role in the different energy sectors.

The oil and gas industry stands out for its search for projects where the fundamental pillar is the use of the renewable energy potential present in the different regions, contributing to reduce the carbon footprint in the areas of direct influence and reducing the consumption of fossil fuels in the operation and development of its processes.

* Thesis

** Faculty of Chemical-physical Engineering. School of Petroleum Engineering. Master of Oil and Gas Engineering. Advisor: M.Sc. Erick Montes Páez. Co-Advisor: Camilo Andrés Guerrero Martin.

Introducción

La oferta de crudo pesado proveniente de las diferentes cuencas del país genera en cada una de las etapas (Perforación, Completamiento, Producción, Transporte y Refinación) grandes retos a la industria del petróleo. Aquí, es donde las mezclas para reducir viscosidad y aumentar los grados API cobran una gran importancia en el proceso, mejorando el precio de comercialización del petróleo, los parámetros de venta y facilitando los procesos de deshidratación y despacho (oleoducto-carrotanque) del producto.

Normalmente, el mejoramiento de la calidad del crudo por medio de las mezclas realizadas en las facilidades de producción demanda una cantidad considerable de recursos tales como: química, vapor, agua, diluyentes, combustible, energía eléctrica para sistemas de calentamiento, personal operativo entre otros. Paralelamente, fallas técnicas en redes eléctricas nacionales, equipos rotativos, pérdidas de eficiencia por daños recubrimientos térmicos, fugas y generación de CO₂, CH₄ y NO_x; Elevan el costo de levantamiento por barril (Lifting costs), lo que conlleva en ocasiones a operar sobre el límite económico y al cierre de los diferentes proyectos.

Hoy por hoy, la innovación tecnológica y la transición energética están marcando la pauta a nivel mundial, por lo que es cada vez más desafiante y prometedor la búsqueda de energías alternativas energéticas que soporten las tecnologías existentes y contribuyan al autoabastecimiento de campos con elevados costos operacionales.

Por lo anterior en esta tesis se realizará el análisis de factibilidad técnica y financiera para la utilización de tres energías renovables (Concentrated Solar Power, paneles solares y tecnología híbrida y concentrador) en el calentamiento de petróleo en un campo maduro colombiano.

1. Objetivos

1.1. Objetivo General

Analizar la factibilidad técnica y financiera de la utilización de energías renovables para el calentamiento de petróleo en un campo maduro colombiano.

1.2. Objetivos Específicos

Realizar el diagnóstico operativo de las facilidades de superficie y fondo (principios físicos y de operación, propiedades del petróleo, equipos de calentamiento).

Cuantificar la demanda energética requerida para el calentamiento del crudo con el fin de dimensionar el sistema de calentamiento adecuado.

Aplicar una metodología de selección multicriterio con la finalidad de elegir la tecnología de energía renovable más adecuada que garantice el abastecimiento óptimo del sistema de calentamiento.

Determinar la viabilidad financiera del sistema de energía renovable para el calentamiento de crudo en un campo colombiano.

2. Diagnostico Operativo de Facilidades de Superficie y Fondo del Campo TOM.

En la actualidad el campo cuenta con tres pozos en producción TOM 1, 2 y 4. Durante el 2019 la producción estuvo alrededor de los 500 y 700 BOPD, con un corte de agua que variaba entre 8 y 25 %. Los datos de producción más relevantes se describen en la Tabla 1 y en las Figuras 1 y 2:

Tabla 1.
Datos de Producción.

PARÁMETRO	TOM
Formación	VILLETA N
BOPD	642
BWPD	60
%BSM	9
GOR (SCF/STBO)	100
API	15.6
Presión Burbuja (psi)	770
T. Fondo (°F)	230
Permeabilidad Prom. (md)	50
Porosidad %	10 a 16
Pre. Formación (psi)	4917
IP Promedio	0.05

Figura 1.
Comportamiento de producción del Campo TOM.

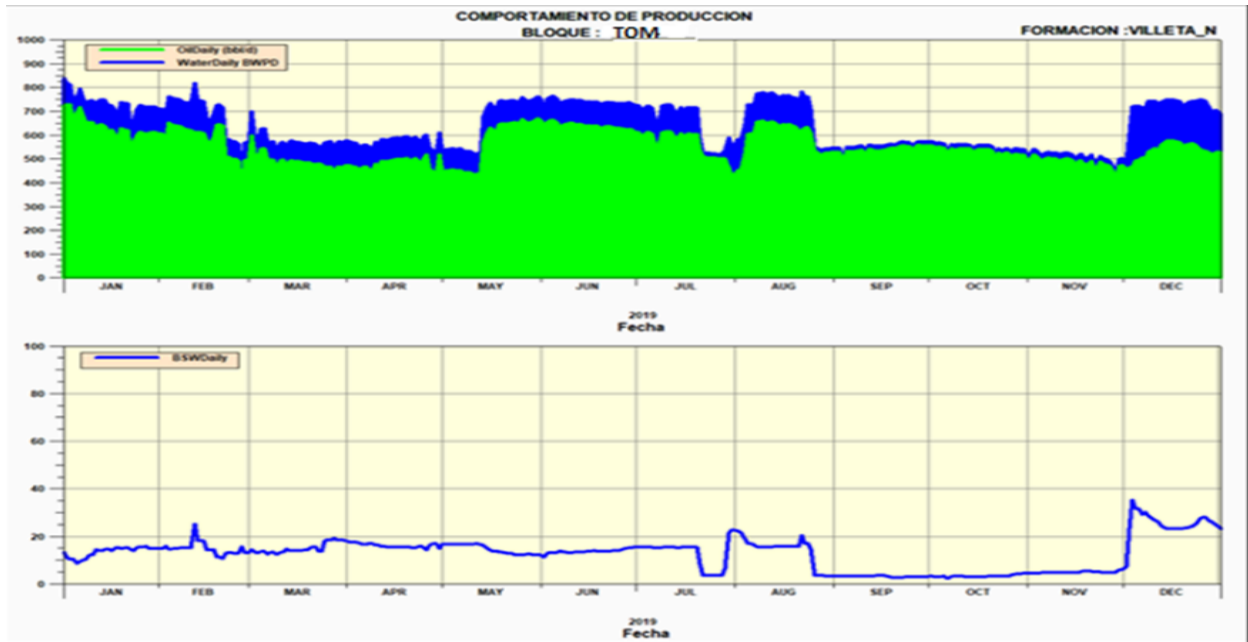
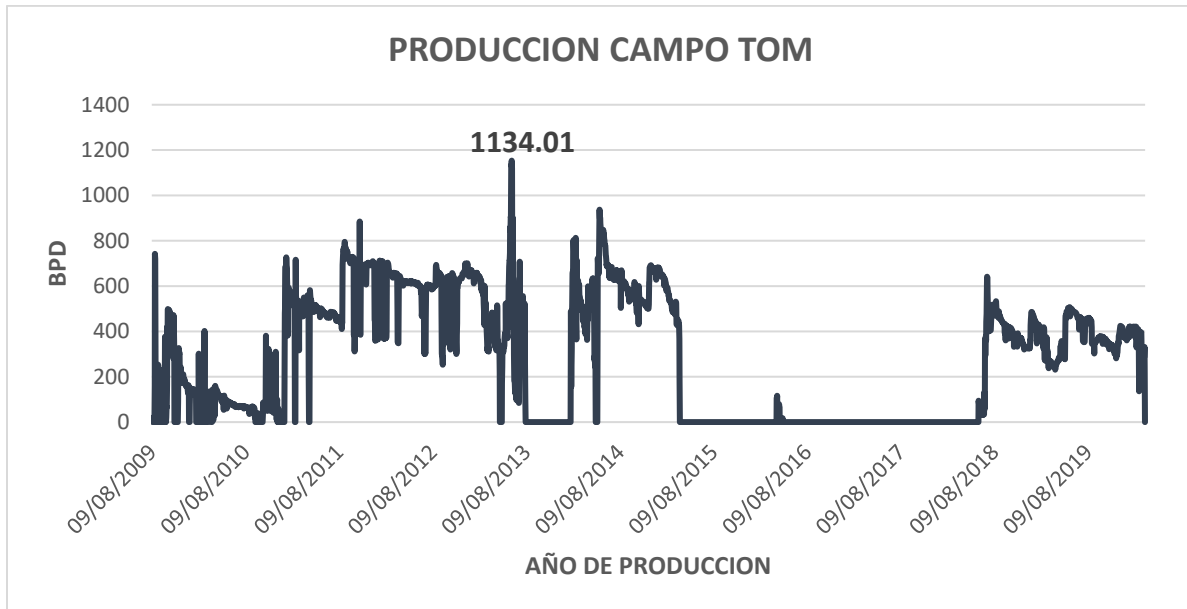


Figura 2.
Producción discretizada del campo TOM.



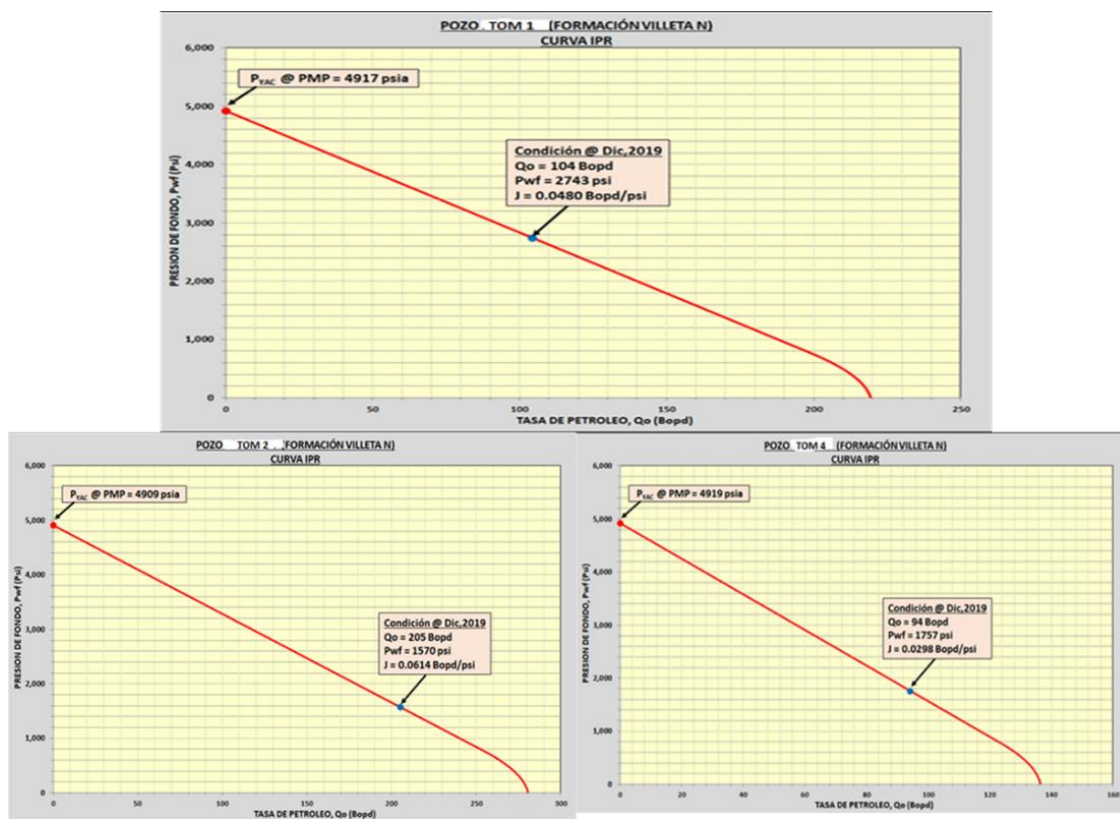
Para diciembre del 2019 la producción acumulada del bloque fue de 1276 Mbls de petróleo, 388 MMPC de gas y 180 Mbls de agua.

Durante el año 2019 no fueron perforados nuevos pozos, en lo que respecta a intervenciones solo se realizaron dos intervenciones (Servicios) en los pozos TOM-2 y TOM-4 para reemplazar y reparar los equipos de levantamiento artificial instalados.

El Índice de productividad de cada pozo con las condiciones de presión medidas en diciembre-2019 (Presión de Yacimiento en la Formación Villeta N = 4917 psi al Datum) se muestra a continuación en la Figura 3:

Figura 3.

Índices de productividad del campo TOM.



Debido a la presión de formación, profundidad de los pozos y características del petróleo del campo, no es posible producir naturalmente, razón por la cual fue necesaria la implementación de sistemas de levantamiento artificial tipo bombeo mecánico con unidades VSH2 con las siguientes características expuestas en la Figura 4:

Figura 4.
Características de levantamiento artificial del campo TOM.

EQUIPO	DESCRIPCIÓN
Mástil Vsh2	MAST, CONSTRUCTED VSH 120 40000 LBS STEEL PIPE HYD HOSE NAMUR
Plato base Vsh2	BASE PLATE, MAST WELLHEAD VSH2 3-1/2 EUE BOX 30000LBS
Cilindro hidráulico	CYLINDER, HYD WFD VSH2 4.0 X 1 58.0 X 1.5 RND TOP END 1071652
Barralisa con coupling PR	Rod polished 1-1/2" X 26 05 JUL 2018 1,150.11 .00 3,450.33 Y EA ITEM 1 ft 7/8 pin alloy with EA .00 subcoupling PR
Stuffing Box con base 3-1/2" EUE	STUFFING BOX DPSB 1-1/2 X 3-1/2 EUE 1500WP,SOFT CONE + LUB
Well Pilot	WELL PILOTBASE UNIT IN TERNAL MCI GRAPHICS DISPLAY
Bomba hidráulica	PUMP, AXIAL 250CC MODEL AA4VG SERIES 32 CLOSED CIRCUIT 12V
Acumulador	ACCUMULATOR 21 GAL 10"
Motor eléctrico	Motor, electric 75 HP 1800 RPM 380/460V TEFC 365TC 3PH CE
Intercambiador de calor	Cooler, Hyd oil AC-8-3 C/W 3 PHASE MOTOR
Tablero eléctrico	Wiring, Hook Up VSH2 for Motor-Starter + Control Panel-Power



El objetivo de los equipos que conforman las facilidades de Producción del campo TOM, es procesar la producción de los pozos TOM 1, 2 y 4 con el fin de despacharlo bajo parámetros y en especificaciones de venta.

El diseño y capacidad de la facilidad, es para el manejo de 2000 barriles de Fluido por día (BFPD) y es conformada por los equipos descritos a continuación:

- 2 *Manifolds* de producción (Uno en cabeza de Pozo TM-100 y otro en la Plataforma de la Facilidad TM-101).
- 2 Intercambiadores de Calor (Ubicados en Cabeza de Pozo E-100/101).

- 2 Separadores, uno General y uno de Prueba (SEP – 101/100).
- 1 *Gun Barrel* de 500 bbl con su respectiva Bota de Gas (GB -100 y SV-100).
- 1 *Skimming Tank* o Tanque de Agua de 500 bbls (TK-100).
- 4 Tanques Horizontales de Almacenamiento de Crudo de 500 bbls cada uno (TK 101/104).
- 1 Tanque de Prueba de 250 bbls (TP-100).
- 1 *K.O Drum* de Tea (V-100).
- 1 *Scrubber* (V-200).
- 1 Tanque Sumidero (TK -105).
- 1 Tea para manejo de 1,5 MMSCFD (TEA-100).
- 2 Bombas para Cargue de Crudo (P-100/101).
- 2 Bombas para Cargue de Agua (P-102/103).
- 2 Bombas para el Tanque de Prueba (P-112/113).
- 2 Bombas para el *K.O Drum* (P-104/105).
- 2 Bombas para el Sumidero (P-108/109).
- 2 Bombas de Aceite Térmico (P-110/111).
- 2 Calentadores de Aceite Térmico (E-102/103).

Los pozos TOM fueron perforados a 500 mts de distancia de las facilidades de producción, la separación entre cada cabezal de pozo es de 10 mts aproximadamente. Las condiciones del fluido en cabeza están expuestas en la Tabla 2:

Tabla 2.

Parámetros en cabeza de pozos en el campo TOM.

POZOS	WHP (psi)	CHP (psi)	WHT (°F)
TOM 1	51	119	100
TOM 2	61	62	105
TOM 3	69	60	110

Para incrementar la temperatura y mejorar la movilidad de la mezcla, esta es direccionada a las diferentes fases del proceso a través de tubería en acero al carbón *Schedule 40* de 4", con aislamiento térmico y lana de vidrio de estructura flexible y abierta.

En esta fase del proceso, el fluido llega al primer multiplex de producción y seguidamente a los equipos encargados de la primera fase del tratamiento que se encuentran ubicados en la plataforma de los pozos. Allí, se da la transferencia de temperatura de manera indirecta con dos intercambiadores de calor, Tabla 3. El fluido caliente, que circula de manera controlada es aceite térmico. El aceite, es el encargado de recibir la energía de los tratadores térmicos ubicados en las facilidades de producción (500 mts) y la transfiere a la mezcla para su calentamiento. En la Tabla 3 se presentan los valores típicos de temperatura para petróleo y aceite térmico.

Tabla 3.

Parámetros de presión y temperatura del petróleo y aceite térmico.

Valores	Petróleo	Aceite Térmico
Temp. Entrada (°F)	110	280
Temp. Salida (°F)	150	260

Presión Entrada (psi)	100	75
Presión Salida (psi)	140	72

Fuente: EEC.

Por otra parte, las características de los intercambiadores de calor se presentan en la Tabla 4. Estos equipos son de tipo coraza y tubos, un paso por la coraza y dos pasos por los tubos (arreglo triangular), el fluido frío viaja por la coraza y el caliente por los tubos.

Tabla 4.
Características de intercambiadores térmicos de calor.

Datos de la Unidad	Lado Coraza	Lado Tubos
Fluido	Crudo Mirto	Aceite Térmico
Flujo	340 BPD	7.4 GPM
Temperatura In (°F)	106	196
Temperatura Out (°F)	136	150
Densidad (kg/m ³)	957	857
Cp (J/kg K)	2814	2746
K (w/Mk)	0.1228	0.1367
Viscosidad (cP)	35102 - 7091	2 – 3.1
No pasos	1	2
Diámetro (in)	24	0.8
B (m)	0.4191	
C (m)	0.02381	
Pt (m)	0.04439	
Diámetro Interior Coraza (in)	24	
Espacio Deflectores (in)	16.5	
Espacio Tubos Adyacente (in)	0.937	

Paso tubos (in)	1.748
Longitud (in)	2.4

Fuente: EEC.

Debido a la viscosidad del petróleo y su baja temperatura, gran parte de los equipos y líneas de flujo del campo TOM tienen recubrimiento térmico con el fin de facilitar el tratamiento y el despacho del petróleo.

Luego de su recorrido desde la plataforma hasta las facilidades de producción, la mezcla de fluidos llega a un segundo multiplex de producción, ANSI 150, aislamiento térmico y 4" de diámetro, con facilidades de inyección de agua caliente y química, a través de este, se direcciona el fluido hacia las pruebas de producción o al proceso de separación según lo establecido en el cronograma.

Para la separación de las diferentes fases del fluido, la facilidad cuenta con dos separadores horizontales trifásicos de 36" x 15 FT de longitud que tienen una capacidad de manejo de 3500 BPD y 1 MMSCFD. Aquí se separa la mayor cantidad de gas y una cantidad poco considerable de agua que debido a la viscosidad del petróleo necesita mayor tiempo de retención y tratamiento para ser separada en su totalidad.

El gas obtenido en la separación tanto en el *Gum Barrel* (GB-100), como en el Separador bien sea de prueba (SEP-100) o general (SEP-101), es conducido mediante líneas de conexión de tubería a un *KO-DRUM* (V-100) y a un *SCRUBBER* (V-200), respectivamente, para utilizar de esta última, una fracción de este gas como combustible para las calderas de calentamiento. el fluido remanente, es quemado en un sistema de TEA.

El fluido líquido separado, llega al *Gun Barrel Tank* el cual tiene una capacidad de manejo de 500 Bls. Este equipo en su interior cuenta con serpentines de 2” por donde circula el aceite térmico encargado de transferir temperatura para el lavado y separación del petróleo. El fluido, entra al tanque por la parte superior, pasa por un tubo conductor en el interior del tanque y se esparce en el fondo por un distribuidor, asciende por un colchón de 250 Bls de agua caliente, cuya temperatura, es de alrededor de 130 °F aproximadamente, proceso que ayuda a la coalescencia de las gotas y permite un tiempo de retención suficiente para que las fases se separen. El reboce del *Gun Barrel* está ubicado a los 450 cms, el petróleo que reboza es conducido a los tanques de almacenamiento donde se continua con el suministro de temperatura para facilitar el despacho del petróleo.

Para el almacenamiento se cuenta con una capacidad neta de 2000 BPD, que se distribuye en cuatro tanques horizontales de 500 BPD. Cada tanque cuenta con serpentines para el suministro de temperatura, líneas de venteo de 2” para el gas remante, líneas de drenaje de 3” para el agua y líneas de 4 “para la venta del petróleo. Para el proceso de despacho y venta se cuenta con un colector general de 10 “de diámetro en la salida de los tanques, con aislamiento térmico y serpentín en su interior para facilitar la movilidad y envío a las bahías de despacho.

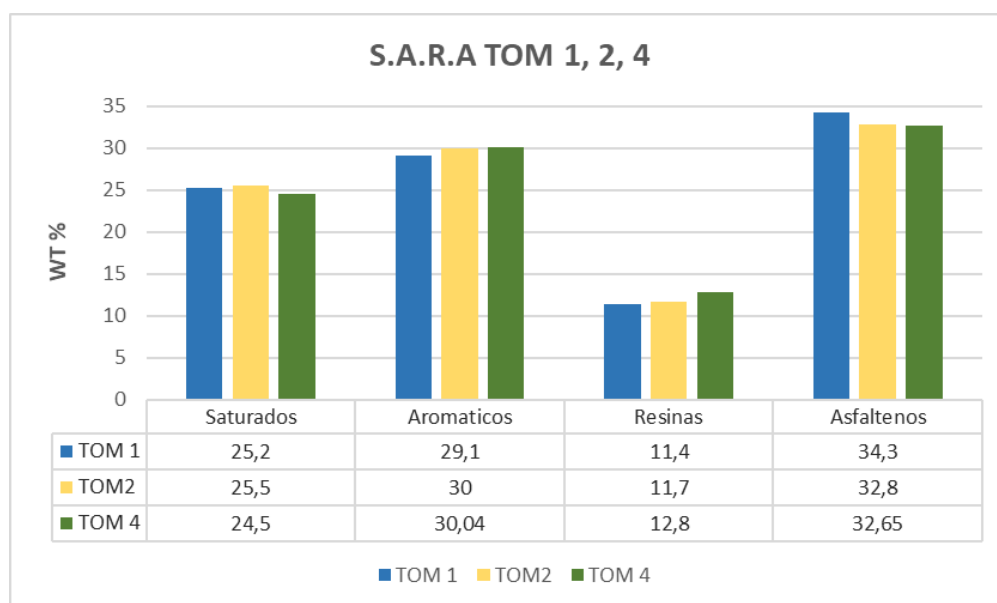
Para la venta del crudo, está construido un cargadero con dos bahías. Allí, se despacha el petróleo ya sea en condiciones de venta (0.5 BSW) o se envía a la estación de mezcla y tratamiento de la compañía ubicada en otro departamento del país.

Cabe anotar, que el suministro de temperatura en la estación se debe garantizar constantemente, las 24 Hrs del día, desde las cabezas de los pozos hasta la venta, dada la alta viscosidad del petróleo,

un cambio en la temperatura puede generar sobrecargas en la facilidad, la cavitación de las bombas y el atascamiento de las líneas.

En términos de análisis de fluidos producidos en el campo TOM, estos presentan un fraccionamiento en el que su principal componente, es de carácter asfáltico, con porcentajes representativos de los demás componentes como se muestra en la Figura 5:

Figura 5.
Análisis S.A.R.A del campo TOM.



Por otra parte, como se describe en la Tabla 1 y en la Figura 3, el petróleo de los pozos del campo TOM según el CII (*Coloidal Instability Index*), es inestable por lo que un cambio en la presión puede generar precipitación y depositación de asfáltenos. Lo anterior, ha sido el principal problema que ha presentado el campo, el cual ha tenido paradas prolongadas de pozos y ha presentado pérdidas representativas de producción, por depositación de asfáltenos en la cara de la formación.

Tabla 5.
Índice de inestabilidad coloidal.

ÍNDICE DE ESTABILIDAD COLOIDAL		
TOM 1	TOM 2	TOM 4
1.47	1.4	1.33
INESTABLE	INESTABLE	INESTABLE

Figura 6.
Índice de Estabilidad Coloidal.

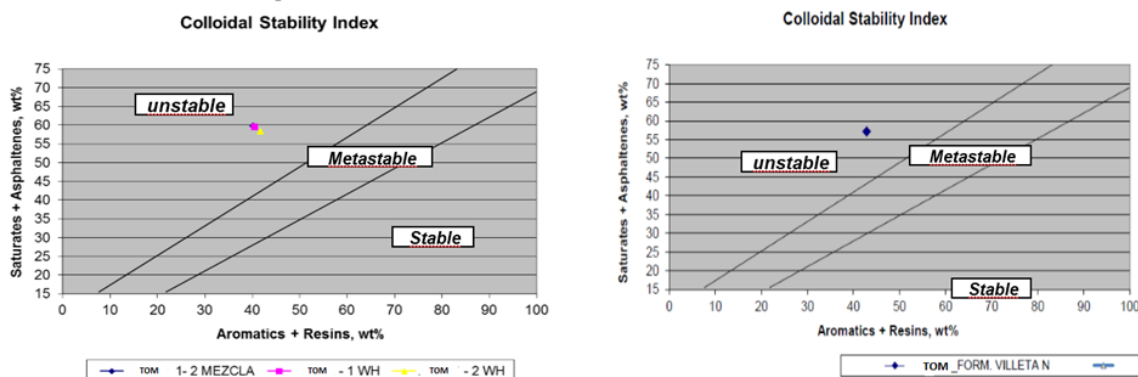


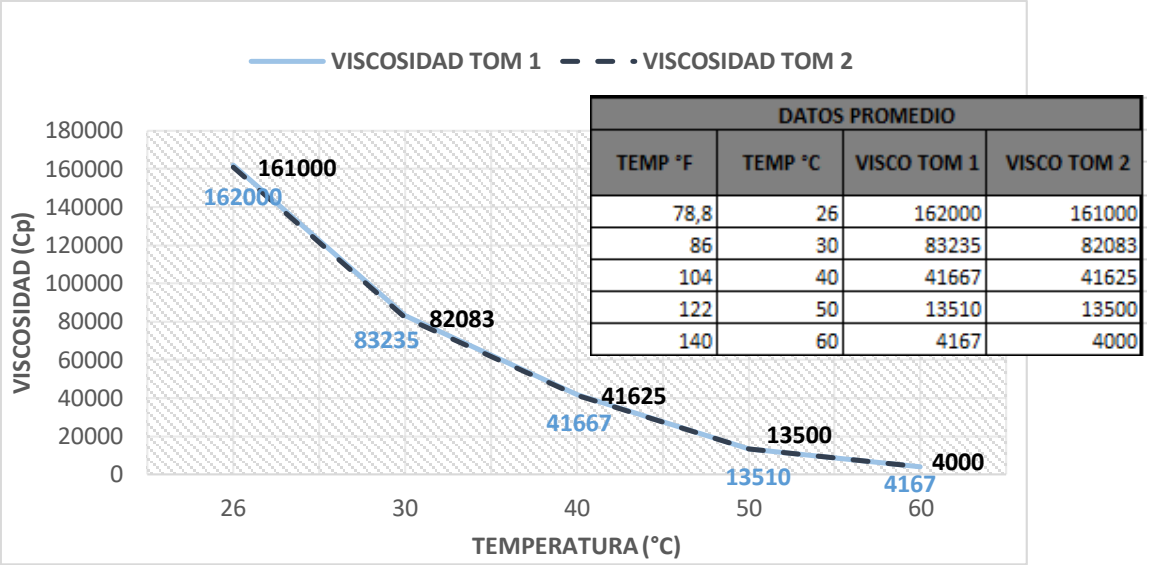
Figura 7.
Apariencia de la viscosidad del crudo del campo TOM.



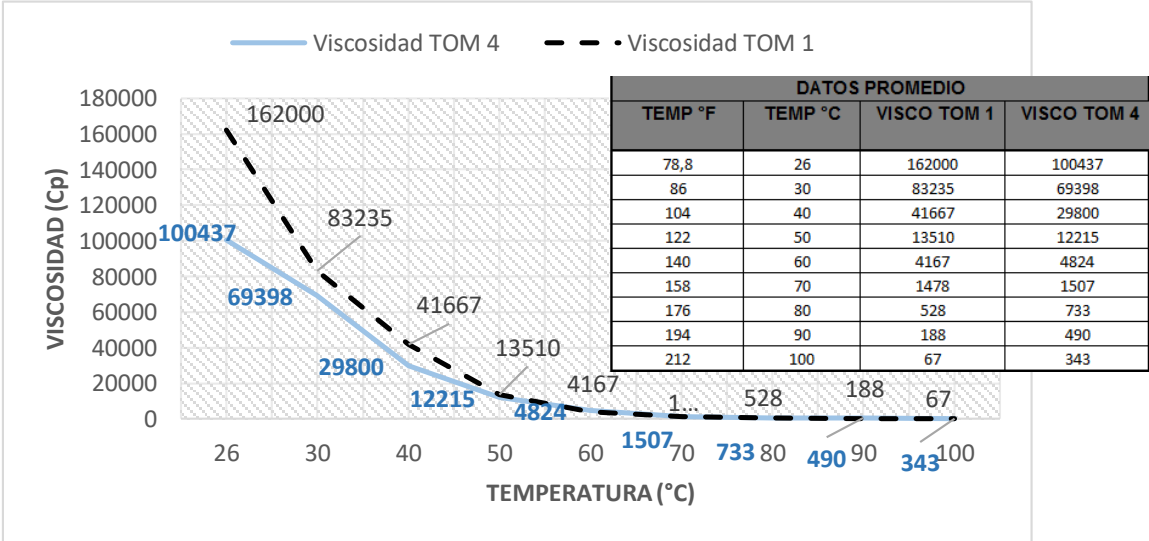
Las viscosidades de los pozos están alrededor de los 160.000 cP a temperatura ambiente (25 °C), razón por la cual se dificulta su movilidad, se produce atascamiento en las líneas y equipos de proceso, cuando se presentan caídas en el suministro de energía eléctrica y el sistema de

calentamiento de la estación falla. En la Figura 7 y 8, se ilustra el comportamiento de la viscosidad con diferentes temperaturas de los pozos del campo TOM.

Figura 8.
Comportamiento de la viscosidad del crudo del campo TOM con respecto a la variación de temperatura.



VISCOSIDADES TOM 4 Y 2



3. Cuantificación de la Demanda Energética Requerida

El suministro de energía eléctrica del campo TOM es conformado por los siguientes sistemas:

- Sistema de Puesta a Tierra y de Apantallamiento.
- Sistema de Alimentación.
- Sistema de Transformación.
- Sistema de Distribución.
- Sistema de Control.
- Sistema puesto a tierra y apantallamiento

Actualmente, el campo TOM cuenta con una malla de puesta a tierra en la subestación y CCM (Cuarto de Control de Motores). Allí, se encuentran aterrizadas sólidamente las barras de los tableros de distribución. A esta malla, están conectados todos equipos eléctricos presentes en la batería y tiene como fin lograr una superficie equipotencial y segura para garantizar la una operación confiable del personal operativo y los equipos instalados. El sistema esta implementado bajo las medias establecidas en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE). El sistema de apantallamiento está compuesto por pararrayos y bajantes debidamente conectados al sistema de puesta a tierra, el cual esta equipotencializado y construido bajo los lineamientos de la NTC 4552.

La energía eléctrica del campo TOM es suministrada por el prestador del servicio de energía del departamento. El circuito es independiente y exclusivo desde la subestación principal, a un nivel de tensión de 34,5 Kv.

Desde la estructura de llegada, que es protegida mediante cortacircuitos y DPS, se cuenta con una derivación subterránea protegida con tubería IMC para la alimentación del transformador de 500 KVA con que cuenta la batería.

Es de tipo pedestal y se conforma por un transformador de 500 KVA que está inmerso en aceite dieléctrico, el cual cuenta con un grupo de conexiones Dyn5 para la operación a la intemperie, donde su red primaria es de 34.5 KV y su red secundaria es 480 VAC. Esta energía se fiscaliza por una celda de medida de acuerdo con los requerimientos establecidos por prestador de servicio en el área.

En caso de falla del suministro eléctrico de la red de la Estación, se cuenta con un sistema de transferencia automática (sincronismo) que conmutara con un generador Diésel a 480V de 500 kVA, el cual energizará la barra de 480 V en caso de una caída de tensión del prestador del servicio, de manera que se garantice el suministro eléctrico a los equipos del campo las 24 horas.

El Centro de Control de Motores CCM está ubicado al lado de la subestación y del generador de emergencias en el área del cuarto eléctrico. Allí, se encuentran los tableros con los elementos de protección y control como interruptores, arrancadores suaves o variadores de velocidad según el caso.

Su barra principal está a un nivel de tensión (480 VAC), a la cual operan la mayoría de los equipos del campo. De igual manera se cuenta un transformador baja- baja de 12 KVA de 480 VAC/220-110 VAC, para servicios auxiliares y de iluminación tanto interior como exterior.

Se tiene instalada una UPS (*Uninterrupted Power System*) que alimenta un tablero de red regulada donde se encuentran conectados los sistemas de control del campo junto con los

elementos críticos que se deben operar en caso de una emergencia, falla del servicio de energía o en caso de no entrar en línea el sistema de generación de respaldo.

Continuo al CCM, se encuentra el cuarto de control de la operación. Un sistema SCADA y los tableros donde se ubican los PLC (*Programmable Logic Controller*). Allí, llegan todas las señales de los instrumentos de control, protección y monitoreo instalados en el campo, como son transmisores de temperatura, presión y flujo entre otros, que garantizan el seguimiento continuo de las diferentes variables de la operación en el campo.

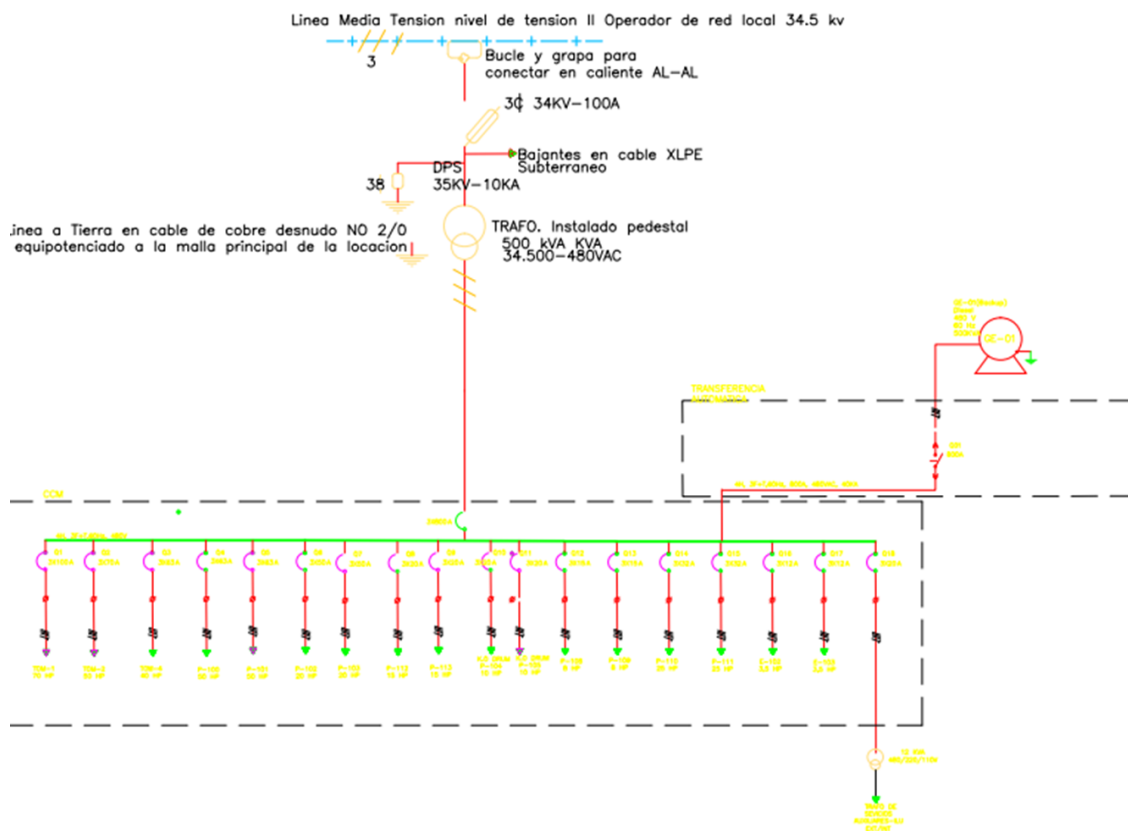
La potencia requerida por el campo es 326 kW y la carga total es 437 Amperios distribuidos de la siguiente manera (Tabla 6 y Figura 9):

Tabla 6.

Discretización de cargas energéticas requeridas en el campo TOM.

CARGAS CAMPO TOM					
EQUIPO	HP	KW	KVA	TENSION (Voltios)	Corriente (Amperios)
Motor Pozo TOM-1	70	52	58	480	70
Motor Pozo TOM-2	50	37	41	480	50
Motor Pozo TOM-4	40	30	33	480	40
Motor Bomba cargue de crudo P-100	50	37	41	480	50
Motor Bomba cargue de crudo P-101	50	37	41	480	50
Motor Bomba cargue de agua P-102	20	15	17	480	20
Motor Bomba cargue de agua P-103	20	15	17	480	20
Motor Bomba tanque de prueba P-112	15	11	12	480	15
Motor Bomba tanque de prueba P-113	15	11	12	480	15
Motor Bomba para K.O Drum P-104	10	7	8	480	10
Motor Bomba para K.O Drum P-105	10	7	8	480	10
Motor Bomba Sumidero P-108	8	6	7	480	8
Moyor Bomba Sumidero P-109	8	6	7	480	8
Bomba Aceite termico P-110	25	19	21	480	25
Bomba Aceite termico P-111	25	19	21	480	25
quemador Calentador termico E-102	3,5	3	3	480	3
Calentador termico E-103	3,5	3	3	480	3
Trans . Servicios auxili		11	12	480	15
TOTAL kW - Amperios		326			437

Figura 9.
Diagrama Unifilar Campo TOM.



La cuantificación obtenida fue desarrollada mediante metodología confidencial de la compañía, el perfil de demanda en potencia y demanda diaria/mensual y la estrategia de obtención de esos datos, también pertenecen a protocolos que no son posibles de discretizar. Para fines técnicos y prácticos, la cuantificación fue realizada, cumpliendo con los objetivos propuestos.

Como puede ser observado en la Tabla 6 son discretizados los valores por cada uno de los equipos utilizados en la facilidad, es decir que se requiere de 326 KW para el abastecimiento del

campo en cuestión. A continuación, se mencionan en las Tablas 7 y 8 la cantidad de inversores requeridos para el atendimento de la demanda generada en el campo.

Tabla 7.

Cantidad de módulos e inversores requeridos.

Número total de módulos: 540

Número total de inversores: 4

Inversor	Mppt	Módulo	Wp	mod/string	string/ond	Wp total	Orientación	Inclinación
Ref. inv. 0	1	Ref. mod. 0	460	16	3	22080	5	10
Ref. inv. 0	2	Ref. mod. 0	460	16	3	22080	5	10
Ref. inv. 0	3	Ref. mod. 0	460	13	3	17940	5	10
Ref. inv. 0	1	Ref. mod. 0	460	16	3	22080	5	10
Ref. inv. 0	2	Ref. mod. 0	460	16	3	22080	5	10
Ref. inv. 0	3	Ref. mod. 0	460	13	3	17940	5	10
Ref. inv. 0	1	Ref. mod. 0	460	16	3	22080	99	10
Ref. inv. 0	2	Ref. mod. 0	460	16	3	22080	99	10
Ref. inv. 0	3	Ref. mod. 0	460	13	3	17940	99	10
Ref. inv. 0	1	Ref. mod. 0	460	16	3	22080	99	10
Ref. inv. 0	2	Ref. mod. 0	460	16	3	22080	99	10
Ref. inv. 0	3	Ref. mod. 0	460	13	3	17940	99	10

Tabla 8.

Características Inversores.

Características - Inversor

Ref. inv. 0 : CPS - SCA60KTL-DO/US-480

Pstc (W)

60000

Pmax CA (W)	90000	Vmín (V)	200	Rend. máx. (%)	98.8
Imáx (A)	114	Vmax MPPT (V)	950	Rend. euro. (%)	98.5
Número de entradas	15	Vmáx (V)	1000	Tipo de protección	UL1741-2010, UL

Características - Módulo FV

Ref. mod. 0 : Jinko - JKM460M-7RL3

Pstc (W)

460

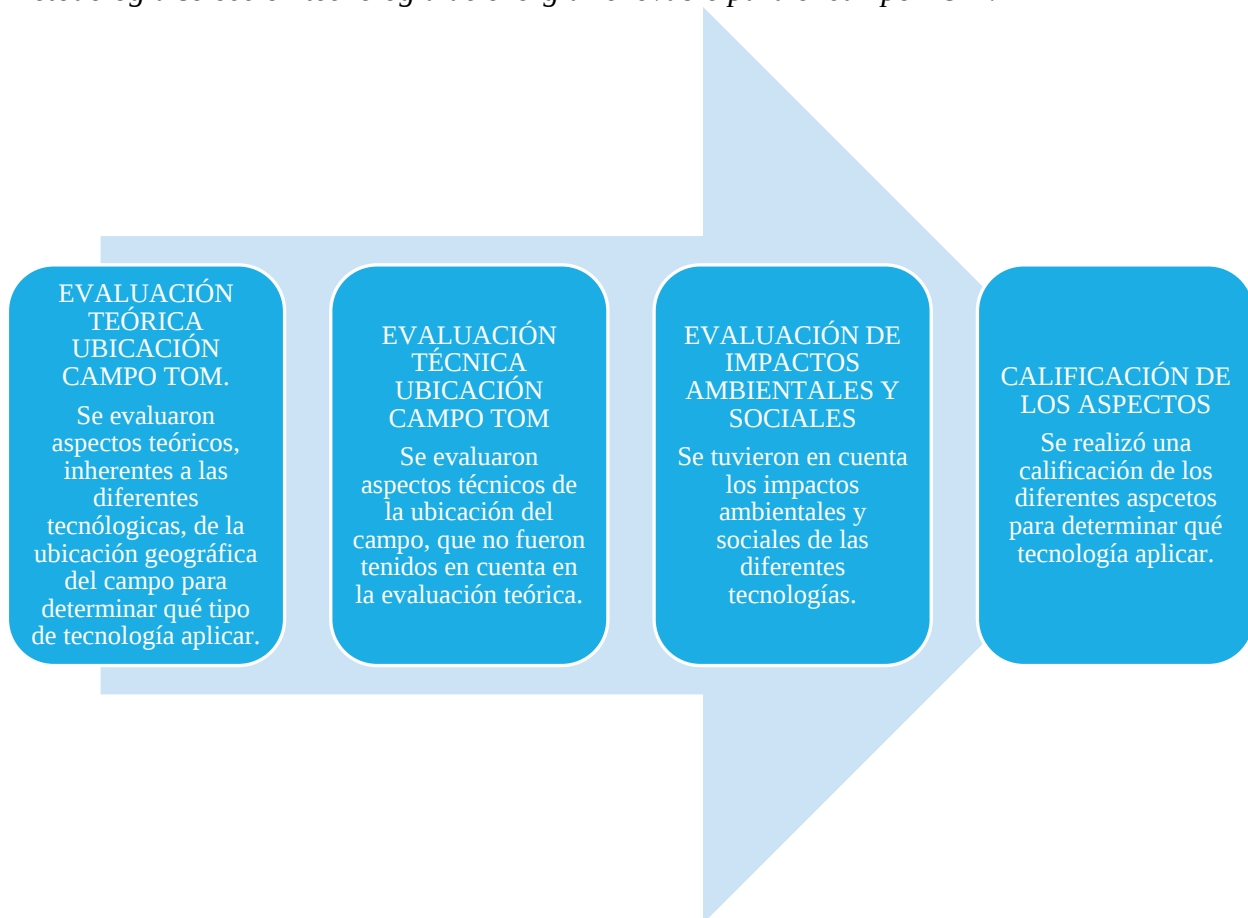
Tipo	singlecrystalline (sc-Si)	Vco (V)	51.7	NOCT (°C)	45
N.º total de células	156	Vmpp (V)	43.08	Coef. potencia (%/°C)	-0.35
Longitud (mm)	2182	Isc (A)	11.5	Coef. corriente (%/°C)	0.048
Anchura (mm)	1029	Imp (A)	10.68	Coef. Voltaje (%/°C)	-0.28

4. Selección De La Metodología Multicriterio.

Para la selección de la tecnología, se tuvieron en cuenta los siguientes pasos:

Figura 10.

Metodología selección tecnología de energía renovable para el campo TOM.



4.1. Bases conceptuales para la identificación de áreas susceptibles de establecimiento de energías renovables como alternativas de generación de energía

El impacto de las energías renovables es dependiente de la sensibilidad de los individuos que son perjudicados y de las condiciones locales como clima, topografía, ecosistema, entre otros. De igual manera la magnitud es muy específica en cada caso, lo que dificulta la previsión y mitigación.

Algunas medidas de minimización y mitigación para cada tipo de impacto son evaluadas en las fases preliminares, en los documentos de Evaluación de Impactos Ambientales (EIA) y los Planes de Manejo Ambiental (PMA). En estos dos documentos se hace referencia a la necesidad de realizar estudios de pre y pos-monitoreo de los impactos, de avances tecnológicos que traigan alternativas menos nocivas al ambiente local.

El procedimiento para la escogencia de la localización adecuada de energías renovables se llama *siting*, es una medida bastante importante y eficaz en la prevención de ocurrencia de impactos. Este procedimiento consiste en realizar una pre-selección de áreas potenciales para la instalación de proyectos, basada en conceptos técnicos, ambientales, sociales y/o económicos. Además, es posible identificar entre las alternativas más viables, las más adecuadas, minimizando no solamente los impactos oriundos de un determinado proyecto, también los costos de desarrollo, principalmente los referentes a los conflictos generados por oposición pública o inconvenientes relacionados con los licenciamientos ambientales.

De esta manera, las próximas secciones de este trabajo discutirán sobre el proceso de *siting* de una determinada energía solar, identificando los principales criterios evaluados en otros estudios, y presentando resultados que permitan conocer la fuente energética más adecuada para la capacidad requerida en el campo petrolero.

4.2. Procesos de análisis multicriterio a partir de evaluación jerárquica

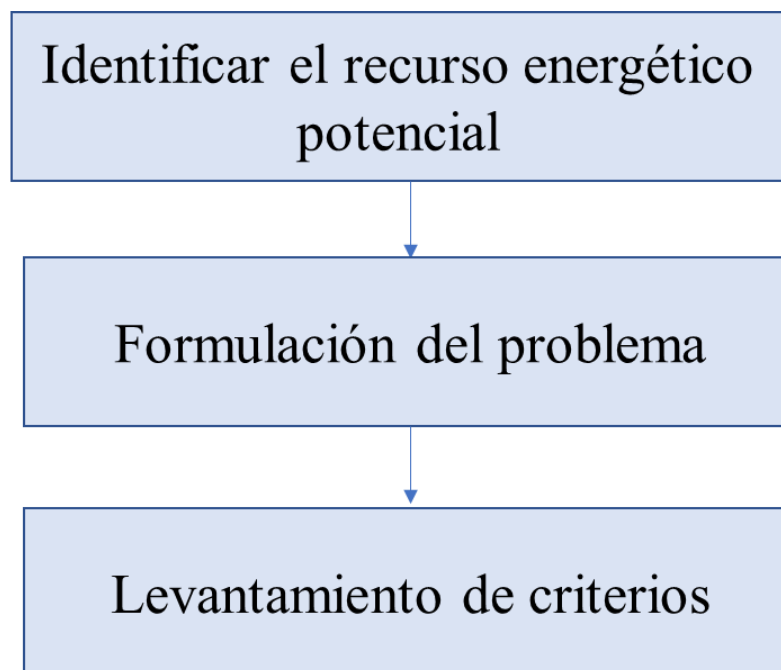
La toma de decisiones en la industria energética es imprescindible para la evaluación técnica de un proyecto. Un ejemplo claro de lo anteriormente relatado puede evidenciarse en la escogencia

de un determinado panel solar para una unidad residencial. En ese momento el propietario del inmueble en la mayoría de las veces no tiene aún un subsidio para tomar la decisión, por este motivo el único factor decisorio sería el punto de vista económico. De esta manera, es necesario hacer uso de otros factores importantes para basar una decisión, es así cuando cómo surge el proceso analítico de jerarquía, que pertenece a los métodos de auxilio multicriterio para la toma de decisiones, así este método es el más utilizado en la selección de las diversas fuentes de energía de proyectos industriales.

La Figura 11, representa los pasos sustanciales que deben ser seguidos para la correcta aplicación del análisis multicriterio mediante jerarquías.

Figura 11.

Pasos para la aplicación del método de evaluación multicriterio jerárquica.



4.3. Evaluación Teórica Ubicación Campo TOM

En primer lugar, se evaluó qué tecnología era la apropiada según la ubicación geográfica del campo petrolero TOM, fue implementada una metodología basada en la localización del mejor lugar para la instalación de facilidades y aprovechamiento de recurso energético primario disponible (Frazão, Talita DC, et al. 2018), (Malczewski, Jacek, and Piotr Jankowski 2020), (Boggia, Antonio, et al.2018), (Ogato, Gemechu Shale, et al, 2019).

Fueron evaluados aspectos tecnológicos que permitirían la inserción de energías renovables en procesos de la industria de los hidrocarburos, entre las cuales se destacan, la masa de los aires, recurso de irradiación solar, disposición de energía de biomasa y facilidades para la exploración y producción de recurso geotérmico, esto con el fin de determinar si se optaba por energía solar, eólica, hidráulica, o geotérmica, adicionalmente se tuvieron en cuenta aspectos teóricos en la ubicación del campo como cuerpos hídricos cercanos, recurso solar directo, recurso solar térmico, recurso masa de los aires, potencial geotérmico de la zona y disponibilidad de biomasa.

4.4. Evaluación Técnica Ubicación Campo TOM

Posteriormente, fue hecho un análisis de la evaluación del potencial técnico, lo cual no se tuvo en cuenta en la evaluación teórica, aquí se consideró lo siguiente: la temperatura del lugar, dirección del viento, capacidad de conversión calórica de recurso de biomasa, velocidad mínima de conversión del viento y potencialidades de tecnologías existentes en el mercado (Kabir, Ehsanul, et al., 2018), (Liu, Fa, et al., 2019), (Rezaeiha, Abdolrahim, Hamid Montazeri, and Bert Blocken., 2020).

4.5. Evaluación Impactos Ambientales y Sociales

Desde el punto de vista socioambiental, fueron tenidos en cuenta aspectos sociales y ambientales, debido a que la evaluación técnica y teórica arroja que la mejor tecnología para implementar en el campo es la que utiliza energía solar (Figura 13 y 14), y la que puede causar menos impactos a nivel de ruido y afectación perceptual del paisaje, se analizaron los impactos ambientales de tecnologías con durante la etapa de construcción del proyecto, son los más significativos, debido a que es muy común utilizar el recurso hídrico en muchas etapas del proceso, como la refrigeración y el control de la contaminación del aire. (Guzman, C., 2017), mientras que en la etapa de operación se evidencian posibles impactos ambientales en la libre circulación de la fauna, debido al área que sería ocupada con paneles o espejos (según sea la tecnología seleccionada), por otro lado, se identifican impactos sociales positivos por la generación de empleo en las fases de mantenimiento e instalación de cualquier tecnología.

Adicionalmente hay que tener en cuenta el análisis de ciclo de vida para identificar las cargas ambientales asociadas a los productos necesarios en esta tecnología, el análisis de ciclo de vida aplicado en la construcción de un panel solar identificamos impactos como uso de recursos y las emisiones y residuos sólidos y líquidos producidos.

4.6. Calificación y Criterios de los Aspectos

Finalmente, fueron atribuidos conceptos numéricos de 1 a 5 que permitieron definir la mejor energía renovable para aplicar en el sector, teniendo en cuenta que el campo de estudio se encuentra en el municipio del Putumayo y teniendo en cuenta parámetros específicos de la zona.

Se atribuyeron conceptos numéricos de la siguiente manera: 1: Sin pertinencia, 2: Poco pertinente, 3: Razonablemente pertinente, 4: Altamente pertinente, 5: Muy pertinente.

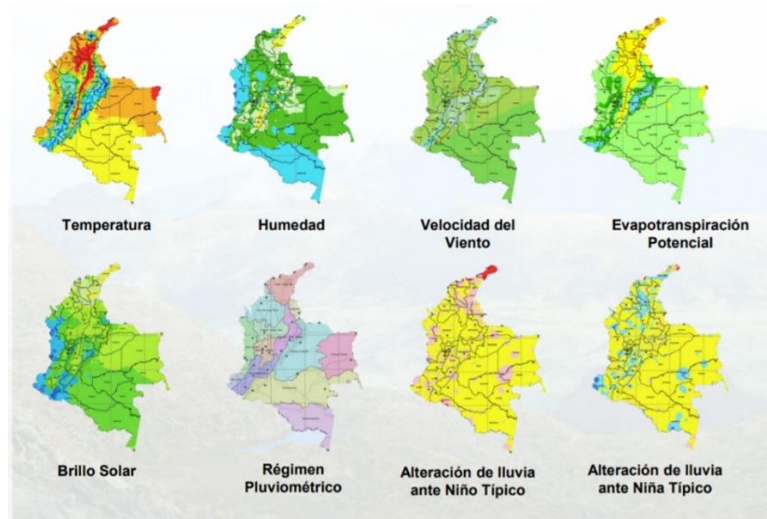
Como puede ser evidenciado la Figura 12, es hecho en primera instancia un levantamiento de las potencialidades energéticas de la zona, identificando las principales fuentes de energía que podrían ser utilizadas, para este paso fueron consultadas bases de datos ministeriales colombianas, que permitieran vislumbrar el uso de un determinado recurso (Figura 13), utilizando los criterios numéricos anteriormente mencionados y evaluando los datos obtenidos del atlas climatológico, radiación y viento, y del servicio geológico colombiano. Por consiguiente, según los perfiles de temperatura y de radiación del campo TOM (ubicado en el Putumayo) se asigna un valor de 5 en la escala de pertinencia, debido a que, según la información levantada en las fuentes anteriormente mencionadas, la potencialidad del uso de este recurso energético es altamente viable. Del mismo modo, se asigna un valor de pertinencia alto para el uso de recurso solar de calentamiento o recurso solar térmico.

Por otra parte, el análisis de velocidad del viento, y potencialidad de la masa de los aires indicó un valor considerable para el uso de esta tecnología, no obstante, el régimen pluviométrico y la evapotranspiración podrían afectar la conversión energética de la energía eólica, por este motivo se asigna un valor numérico de pertinencia de 4.

A su vez, no fueron identificados recursos disponibles de biomasa, ni cuerpos de agua de vital importancia para la generación de energía hidroeléctrica por lo cual fueron asignados valores de ninguna pertinencia (1) y razonablemente pertinente (3) respectivamente. Cabe aclarar que la asignación de valores numéricos fue definida mediante criterio del evaluador, teniendo en cuenta la potencialidad de conversión energética de los recursos encontrados en la zona.

Figura 12.

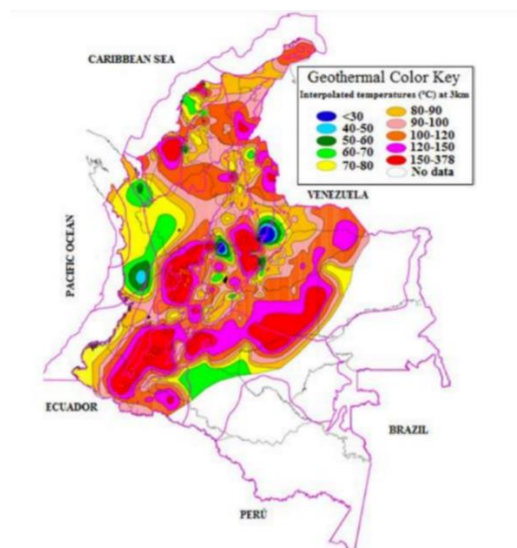
Perfiles climatológicos y de temperatura. Fuente: IDEAM, 2019.



Del mismo modo, al realizar los mapeos basados en información geológica (Figura 13) no fueron encontrados indicios de generación de energía geotérmica de alta entalpia, es decir cerca de la zona no se evidenciaron rastros de rocas de intrusión magmática que permitan la explotación de estos recursos. Así es asignado un valor de nula pertinencia (1).

Figura 13.

Potencial Geotérmico en Colombia. Fuente Servicio Geológico Colombiano.



Ahora bien, para conocer la prioridad en la energía renovable, es necesario realizar una normalización de los criterios cuantitativos anteriormente mencionados. De esta manera, en la Tabla 9 pueden observarse los criterios que fueron evaluados.

Tabla 9.
Criterios de sustentabilidad evaluados.

CRITERIO
Importancia y alineación con políticas sectoriales
Potencial de mitigación
Costo de medida
Co-beneficios

Según lo anteriormente expuesto, para cada una de las energías evaluadas será hecha una escala numérica que representará una equivalencia en escala verbal. Así en la Tabla 10 se encuentran los valores e indicadores numéricos.

Tabla 10.
Valores numéricos de los indicadores cuantitativos en las energías evaluadas.

Escala Numérica	Escala Verbal
1	Muy poco adecuado
2	Poco adecuado
3	Moderadamente Adecuado
4	Muy Adecuado
5	Altamente Adecuado

4.7. Energía Eólica

Como fue evaluado anteriormente, es necesario identificar el comportamiento de cada energía con respecto a los criterios de sustentabilidad anteriormente mencionados, una vez evaluados desde el punto de vista cualitativo es atribuido un valor numérico que está estipulado en la Tabla 10.

En cuanto a Importancia y alineación con políticas sectoriales fue atribuido un valor de “4” debido a las exenciones tributarias que existen en el país, subsecuentemente el potencial de mitigación de gases de efecto invernadero es relevante, esto implica, que al momento de cambiar la fuente primaria de generación de energía de un campo petrolero de generador eléctrico a energía eólica. Es importante clarificar, que el potencial de mitigación es extraído de reportes de la iniciativa colombiana de bajo carbono, que tienen en cuenta, además del cálculo de reducción de emisiones, los potenciales impactos ambientales en una zona candidata para la implementación de la energía y los impactos sociales aplicados, esto implica que la puntuación será castigada si en la zona es necesaria la reubicación de comunidades ancestrales o que tengan su sustento económico basado en la geografía regional, teniendo en cuenta lo anteriormente mencionado, y contrastando con los reportes IPCC y anuales del gobierno de Colombia es asignado un valor de “4”. Por otra parte, a partir de datos obtenidos en la iniciativa colombiana para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, son extraídos valores de costo de abatimiento de la implementación

de la energía en cuestión, para este caso, es aplicado un valor cuantitativo de “4”. Finalmente, en cuanto a co-beneficios de la tecnología es otorgado un valor de “4”.

4.8. Energía Solar

Como fue evaluado anteriormente, es necesario identificar el comportamiento de cada energía con respecto a los criterios de sustentabilidad anteriormente mencionados, una vez evaluados desde el punto de visto cualitativo es atribuido un valor numérico que está estipulado en la Tabla 10.

En cuanto a Importancia y alineación con políticas sectoriales fue atribuido un valor de “4” debido a las exenciones tributarias que existen en el país, subsecuentemente el potencial de mitigación de gases de efecto invernadero es relevante, esto implica, que al momento de cambiar la fuente primaria de generación de energía de un campo petrolero de generador eléctrico a energía solar Es importante clarificar, que el potencial de mitigación es extraído de reportes de la iniciativa colombiana de bajo carbono, que tienen en cuenta, además del cálculo de reducción de emisiones, los potenciales impactos ambientales en una zona candidata para la implementación de la energía y los impactos sociales aplicados, esto implica que la puntuación será castigada si en la zona es necesaria la reubicación de comunidades ancestrales o que tengan su sustento económico basado en la geografía regional, teniendo en cuenta lo anteriormente mencionado, y contrastando con los reportes IPCC y anuales del gobierno de Colombia es asignado un valor de “3”.

Por otra parte, a partir de datos obtenidos en la iniciativa colombiana para la reducción de Emisiones de gases de efecto invernadero, son extraídos valores de costo de abatimiento de la

implementación de la energía en cuestión, para este caso, es aplicado un valor cuantitativo de “3”.

Finalmente, en cuanto a co-beneficios de la tecnología es otorgado un valor de “3”.

4.9. Energía de Biomasa

Como fue evaluado anteriormente, es necesario identificar el comportamiento de cada energía con respecto a los criterios de sustentabilidad anteriormente mencionados, una vez evaluados desde el punto de visto cualitativo es atribuido un valor numérico que está estipulado en Tabla 10.

En cuanto a Importancia y alineación con políticas sectoriales fue atribuido un valor de “5” debido a las exenciones tributarias que existen en el país, subsecuentemente el potencial de mitigación de gases de efecto invernadero es relevante, esto implica, que al momento de cambiar la fuente primaria de generación de energía de un campo petrolero de generador eléctrico a energía de biomasa, es importante clarificar, que el potencial de mitigación es extraído de reportes de la iniciativa colombiana de bajo carbono, que tienen en cuenta, además del cálculo de reducción de emisiones, los potenciales impactos ambientales en una zona candidata para la implementación de la energía y los impactos sociales aplicados, esto implica que la puntuación será castigada si en la zona es necesaria la reubicación de comunidades ancestrales o que tengan su sustento económico basado en la geografía regional, teniendo en cuenta lo anteriormente mencionado, y contrastando con los reportes IPCC y anuales del gobierno de Colombia es asignado un valor de “5”.

Por otra parte, a partir de datos obtenidos en la iniciativa colombiana para la reducción de Emisiones de gases de efecto invernadero, son extraídos valores de costo de abatimiento de la implementación de la energía en cuestión, para este caso, es aplicado un valor cuantitativo de “2”. Finalmente, en cuanto a co-beneficios de la tecnología es otorgado un valor de “5”.

4.10. Energía Geotérmica

Como fue evaluado anteriormente, es necesario identificar el comportamiento de cada energía con respecto a los criterios de sustentabilidad anteriormente mencionados, una vez evaluados desde el punto de vista cualitativo es atribuido un valor numérico que está estipulado en la Tabla 10.

En cuanto a Importancia y alineación con políticas sectoriales fue atribuido un valor de “4” debido a las exenciones tributarias que existen en el país, subsecuentemente el potencial de mitigación de gases de efecto invernadero es relevante, esto implica, que al momento de cambiar la fuente primaria de generación de energía de un campo petrolero de generador eléctrico a energía geotérmica, es importante clarificar, que el potencial de mitigación es extraído de reportes de la iniciativa colombiana de bajo carbono, que tienen en cuenta, además del cálculo de reducción de emisiones, los potenciales impactos ambientales en una zona candidata para la implementación de la energía y los impactos sociales aplicados, esto implica que la puntuación será castigada si en la zona es necesaria la reubicación de comunidades ancestrales o que tengan su sustento económico basado en la geografía regional, teniendo en cuenta lo anteriormente mencionado, y contrastando con los reportes IPCC y anuales del gobierno de Colombia es asignado un valor de “2”.

Por otra parte, a partir de datos obtenidos en la iniciativa colombiana para la reducción de Emisiones de gases de efecto invernadero, son extraídos valores de costo de abatimiento de la implementación de la energía en cuestión, para este caso, es aplicado un valor cuantitativo de “5”. Finalmente, en cuanto a co-beneficios de la tecnología es otorgado un valor de “1”.

El resumen de los valores obtenidos es expuesto en la Tabla 11.

Tabla 11.

Valores consolidados de los criterios de sustentabilidad evaluados.

	Importancia y alineación con las políticas sectoriales	Co- beneficios	Potencial de mitigación	Costo de medida
Energía Eólica	4	4	4	4
Energía Solar	4	3	3	3
Energía de Biomasa	5	5	2	5
Energía Geotérmica	4	2	5	1

Para poder hacer una comparación adecuada es el método más apropiado para la evaluación de los criterios propuestos en este trabajo es necesario citar a Thomas Saaty quien en el año 1980 propuso el proceso del método de jerarquía analítica (AHP). De este modo, la Tabla 12 presenta la escala de valores numéricos a tener en cuenta para la matriz de comparación de criterios.

Tabla 12.

Escala de valores numéricos para matriz de comparación de criterios.

Escala Numérica	Escala Verbal	Explicación
1	Igual de Importante	Dos elementos contribuyen por igual al objetivo
3	Moderadamente importante	Ligera preferencia de un elemento sobre otro
5	Fuertemente importante	Fuerte preferencia de un elemento sobre otro.
7	Importancia muy fuerte y demostrada	Mucha más preferencia de un elemento sobre otro. Predominio demostrado.
9	Importancia extremadamente fuerte	Preferencia clara y absoluta de un elemento sobre otro.
2, 4, 6, 8		Intermedio de los valores anteriores.

Según la metodología propuesta en el método AHP se debe realizar inicialmente una matriz de comparación de criterios, y posteriormente la ponderación de cada criterio en una matriz.

Es importante también determinar que los aspectos técnicos, económicos, sociales y ambientales evaluados pueden ser discretizados a través de la siguiente Tabla.

Tabla 13.
Aspectos económicos, sociales, técnicos y ambientales.

ASPECTOS DE ESTUDIO			
TÉCNICO	SOCIAL	AMBIENTAL	ECONÓMICO
✓ Atendimiento de la demanda energética.	✓ Comunidades vulnerables en la región	✓ Posibilidad de contaminación de cuerpos de agua	✓ Inversión de CAPEX viable para el inicio del proyecto.
✓ Capacidad de instalación del emprendimiento o energético	✓ Posibilidad de empleo para poblaciones vecinas en la construcción del emprendimiento o energético	✓ Adecuación de los planes de impacto ambiental para el nuevo proyecto.	✓ Retorno de inversión viable para el proyecto
		✓ Viabilidad de lograr una extensión en la licencia ambiental solicitada para la extracción de hidrocarburos.	

La Tabla 14, presenta la matriz de ponderación de los criterios, junto con la ponderación de cada uno de los criterios y la matriz normalizada dividiendo cada uno de los procesos sobre la suma total del valor de cada criterio, análogamente, la ponderación de los criterios es la media de

cada uno de los procesos en la matriz normalizada. Es importante denotar que para la ponderación se realizó el análisis de consistencia a través del cálculo del índice de consistencia CI y consistencia aleatoria RI, donde se obtuvo un valor de relación de consistencia CR fue de 0.091, para poder juzgar una consistencia adecuada el valor de CR debe ser menor a 0.1, por lo que se puede concluir que los cálculos y valores que se encuentran en la Tabla 14 son absolutamente consistentes. Posteriormente, el análisis de ponderación será un vector de entrada para el análisis de cada uno de los procesos bajo un mismo criterio, así, las tablas 15, 16 y 17 presentan la comparación según la Importancia y alienación con las políticas sectoriales, los co-beneficios, el potencial de Mitigación y el Coste de la medida respectivamente. Por último, la Tabla 14 presenta la priorización de cada uno de los procesos, teniendo en cuenta los vectores medios de cada uno de los criterios. Una vez realizado este análisis es posible identificar cada uno de los valores de priorización que determinarán el mejor proceso para reducir las emisiones de CO² de un tapón de petróleo. Para la denotación de las Tablas que se presentan a continuación, los procesos se definen por números (1) Energía Eólica (2) Energía Solar (3) Energía de biomasa (4) Energía geotérmica.

Tabla 14.

Matriz de comparación de criterios.

Criterio	Importancia y distanciamiento con las políticas sectoriales	Co- beneficios	Potencial de mitigación	Costo de la medida	Matriz normalizada				Ponderación
1	1.0	7	5	1/3	0.23	0.35	0.38	0.21	0.29
2	1/7	1	1/3	1/9	0.03	0.05	0.03	0.07	0.04
3	1/5	3	1	1/7	0.05	0.15	0.08	0.09	0.09
4	3.0	9	7	1	0.69	0.45	0.53	0.63	0.57
Total	4.34	20	13.33	1.59					

Tabla 15.

Criterio: Importancia y alienación con las políticas sectoriales.

Criterio	1	2	3	4	Matriz normalizada				Ponderación
1	1	1/5	3	1	0.14	0.13	0.21	0.14	0.15
2	5	1	7	5	0.68	0.65	0.50	0.68	0.63
3	1/3	1/7	1		0.05	0.09	0.07	0.05	0.06
4	1	1/5	3	1	0.14	0.13	0.21	0.14	0.15
Total	7.33	1.54	14.00	7.33					

Tabla 16.

Criterios: Co-beneficios.

Criterio	1	2	3	4	Matriz normalizada				Ponderación
1	1	3	1/5	5	0.15	0.41	0.12	0.28	0.24
2	1/3	1	1/3	3	0.05	0.14	0.20	0.17	0.14
3	5	3	1	9	0.77	0.41	0.61	0.50	0.57
4	1/5	1/3	1/9	1	0.03	0.05	0.07	0.06	0.05
Total	6.53	7.33	1.64	18.00					

Tabla 17.

Criterio: Potencial de Mitigación.

Criterio	1	2	3	4	Matriz normalizada				Ponderación
1	1	1/3	3	1/5	0.11	0.07	0.19	0.12	0.12
2	3	1	5	1/3	0.32	0.22	0.31	0.20	0.26
3	1/3	1/5	1	1/7	0.04	0.04	0.06	0.09	0.06
4	5	3	7	1	0.54	0.66	0.44	0.60	0.56
Total	9.33	4.53	16.00	1.68					

Tabla 18.

Criterio: Costo de medición.

Criterio	1	2	3	4	Matriz normalizada				Ponderación
1	1	3	1/5	5	0.25	0.27	0.02	0.29	0.26
2	1/3	1	7	3	0.05	0.25	0.87	0.13	0.33
3	5	1/7	1	9	0.0357	0.234	0.18	0.58	0.39
4	1/5	1/3	1/9	1	1	0.22	0.07	0.08	0.36
Total	6.53	4.48	8.31	18					

Tabla 19.

Criterio: Ponderación total.

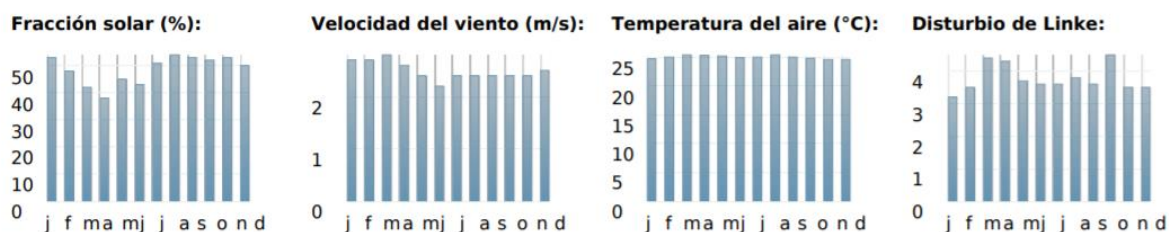
Energía	Ponderación
1	0.26
2	0.44
3	0.18
4	0.12
Total	

De esta manera, como puede ser observado en la Tabla 19, la energía 2, que es correspondiente a la energía solar, es la más adecuada para ser aplicada en el campo de estudio, teniendo en cuenta que representa un 44% de efectividad.

Ahora bien, una vez seleccionada la energía solar, es necesario continuar la evaluación de las tecnologías a ser implementadas, para esto, es realizado un levantamiento bibliográfico para la atribución numérica.

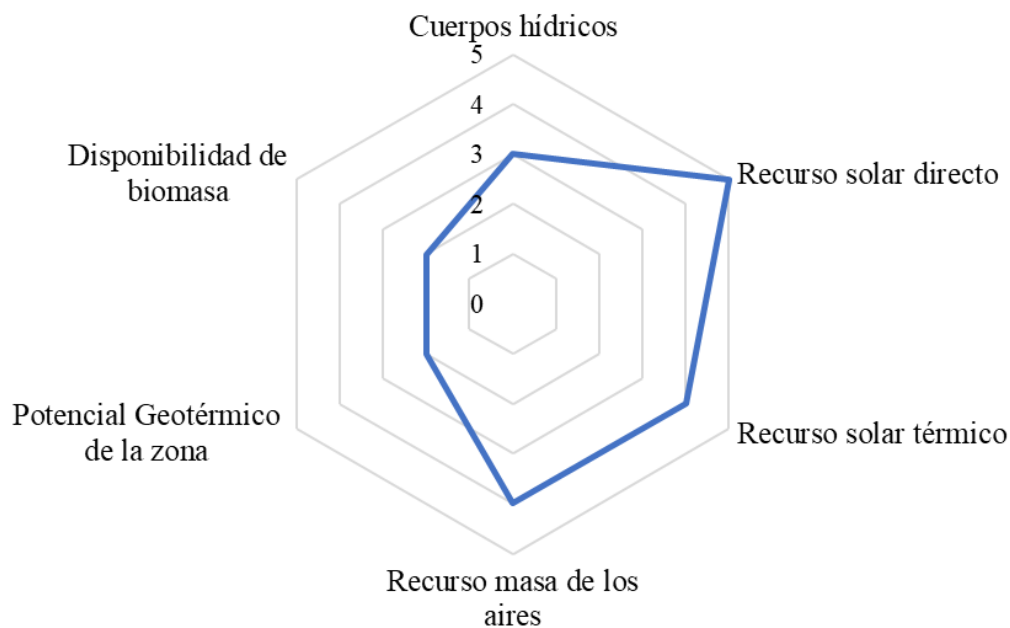
Para evaluar estos aspectos, es necesario conocer el comportamiento de los recursos de la zona, de esta manera la Figura 14 identifica dichos valores *in-situ*, cabe resaltar que dichos valores son obtenidos a través de simulación en el software SAM.

Figura 14.

Identificación de valores in-situ..

Los resultados obtenidos según la evaluación pueden ser observados en la Figura 13:

Figura 15.
Atribuciones numéricas de pertinencia de la zona de estudio.



Como se observa en la Figura 15, debido a la disponibilidad del recurso solar directo, recurso solar térmico, la tecnología más adecuada en la región de Putumayo es la energía solar.

Posteriormente se propusieron tres tecnologías para ser evaluadas desde el punto de vista técnico, financiero y socioambiental, como se determinó que en el área de estudio era viable la energía solar, se propuso la tecnología *Concentrating Solar Power* (CSP), paneles fotovoltaicos y una tecnología híbrida que combine las dos tecnologías. La Tabla 20 representa los valores que fueron tenidos en cuenta para el análisis de criterio.

Tabla 20.
Criterios evaluados.

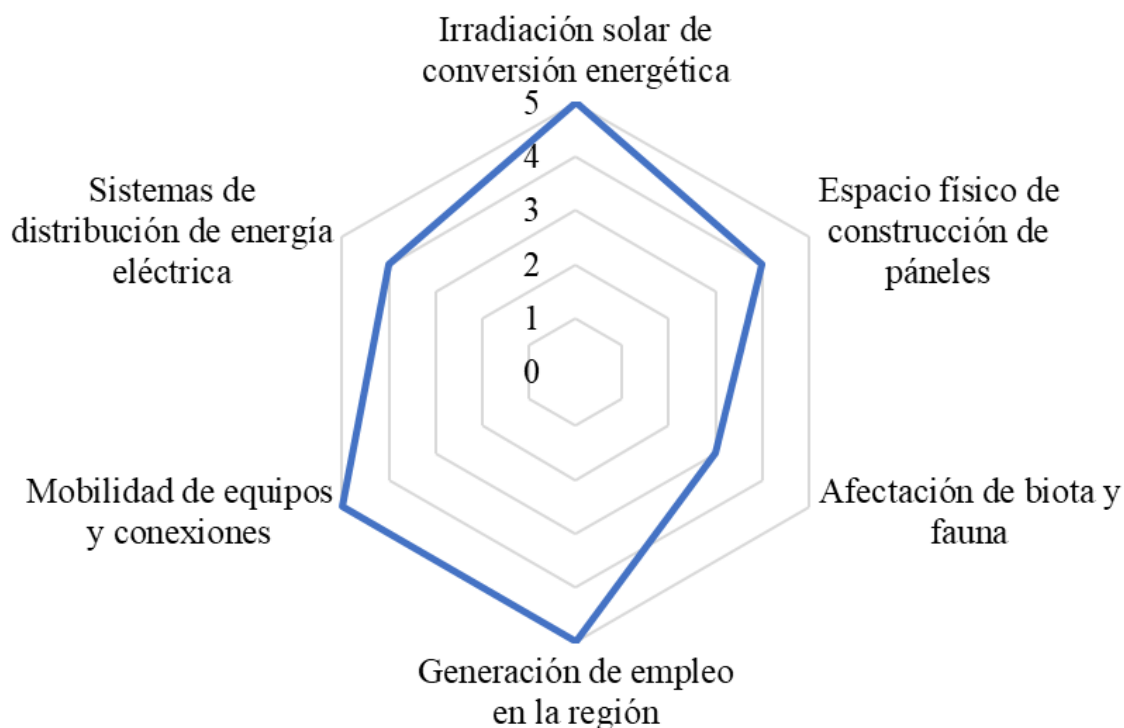
Crítérios de escolha	Subcritérios de escolha	Alternativas	
		ESFV (A1)	Eólica (A2)
C1 – Econômico	S1.1 – Custo de aquisição (R\$)	19.000,00	30.800,00
	S1.2 - Manutenção	Baixo	Baixo
	S2.1 – Produção de energia (kWh/mês)	180	450
C2 – Técnico	S2.2 – Vida útil (anos)	25	20
	S2.3 – Espaço físico	Baixo	Alto
	S3.1 – Emissão de CO ₂ (gCO ₂ /kWh)	98,3	57
C3 - Ambiental	S3.2 – Potencial energético (W/m ²)	996	361
	S4.1 – Preferência (%)	88,46	11,54
C4 – Social	S4.2 – Criação de empregos (emprego/MW)	13,48	7,24

Fuente: SWERA (2017); CE-Eólica (2017); Varun; Bhat; Prakash (2009); Hashimura (2012).

Una vez seleccionada las tecnología pertinente para la zona, es necesario evaluar parámetros específicos de su aplicabilidad a un campo de petróleo, de esta manera, son evaluados y considerados factores como: Irradiación solar de conversión energética, espacio físico de construcción de paneles, afectación de flora y fauna, generación de empleo en la región, movilidad de equipos y conexiones, sistemas de distribución de energía eléctrica (Tur, Mehmet Rida, İlhami Colak, and Ramazan Bayindir., 2018), (Imteaz, Monzur Alam, and Amimul Ahsan., 2018), (Deb, Dipankar, and Nisarg L. Brahmabhatt., 2018). En la Figura 16 se pueden apreciar las calificaciones atribuidas para cada uno de los factores anteriormente descritos:

Figura 16.

Factores de convergencia para el análisis de recurso solar en el campo TOM.



La Figura 16 muestra que la irradiación solar de la zona es pertinente para estas tecnologías.

4.11. Tecnologías a Evaluar

A continuación, se detallan las 3 tecnologías con energía solar que se evaluarán:

4.11.2. *Concentrating Solar Power (CSP).*

La tecnología *Concentrating Solar Power (CSP)* utiliza espejos para concentrar la energía de la luz del sol y convertirla en calor para crear vapor para impulsar una turbina que genera energía eléctrica, a diferencia de la energía solar fotovoltaica, en donde la luz es directamente convertida en electricidad. (Tarazona, B et al, s.f).

Vale aclarar que las plantas constan de dos partes: una que recoge la energía solar y la convierte en calor, y otra que convierte la energía térmica en electricidad.

4.11.3. Energía Solar Fotovoltaica.

Como ya se mencionó a diferencia de la tecnología CSP, no se utilizan espejos, si no paneles fotovoltaicos, estos paneles se estimulan por la fuente de luz y empujan los electrones generando flujo de electricidad en corriente continua. (Sánchez, K., Zúñiga, M., 2021).

4.11.4. Tecnología Híbrida.

La característica principal de un sistema híbrido es el uso de dos o más fuentes de alimentación distintas, en este caso se utilizarán la energía termo-solar de concentración o *Concentrating Solar Power* (CSP) y la energía solar fotovoltaica.

En la Tabla 8 se presentan otros aspectos fundamentales que se tuvieron en cuenta para la elección de la tecnología, en donde se observa que, debido a aspectos ambientales, financieros y técnicos, la tecnología más apropiada en el campo es la energía solar fotovoltaica.

Tabla 21.
Evaluación de tecnologías.

ASPECTOS AMBIENTALES, TÉCNICOS Y FINANCIEROS		TECNOLOGÍAS		
		Concentrating Solar Power (CSP)	Energía solar fotovoltaica: paneles solares de poli-silicio	Tecnología Híbrida
ASPECTOS AMBIENTALES	Afectación de la flora de la zona, causando desertización.	X	X	X
	Afectación a la fauna, debido a las instalaciones impiden el tránsito de fauna.	X	X	X
	Ciclo de vida, la fabricación, impactos ambientales en la fabricación.		X	
	Alto consumo de agua para enfriamiento, refrigeración y limpieza de espejos.	X		X
ASPECTOS TÉCNICOS	Necesidad de una turbina a vapor en el campo.	X		X
ASPECTOS FINANCIEROS	Se encarecen los costos por la necesidad de una turbina a vapor.	X		X

4.12. Criterios de Selección.

- **El objetivo principal:** la mejor fuente renovable para la generación de electricidad en un campo petrolero en Putumayo.
- **Alternativas viables:** tipo de fuente de generación de electricidad según las características locales, siendo la energía solar fotovoltaica la alternativa 1 (A1).

Los criterios adoptados en este estudio se establecieron mediante la revisión bibliográfica previa

En ella, los autores observaron que los criterios comúnmente aplicados para este tipo de problemas son: técnicos, económicos, ambientales y sociales, teniendo el mismo subdividido en subcriterios.

El criterio económico tomó en consideración subcriterios relacionados con el coste de (R\$), y el nivel de mantenimiento de los sistemas eólico y solar fotovoltaico (bajo, medio sistemas fotovoltaicos (bajo, medio o alto). Para estimar el costo de los sistemas realizaron presupuestos en

El criterio técnico se dividió en tres subcriterios: producción de energía (kWh/mes), vida útil (años); y necesidades de espacio físico para la implantación de los sistemas (m²). La producción de energía La producción se estableció a partir de la información de empresas especializadas. La vida útil era de los manuales de los equipos. La necesidad de espacio físico se verificó *insitu*.

5. Evaluación Financiera de la Energía Renovable Seleccionada

En esta sección se realizará la evaluación financiera de la energía renovable seleccionada: paneles solares de poli silicio. En la Figura 17 se encuentran especificados los valores usados en la simulación económica que serán expuestos a lo largo del capítulo.

Figura 17.

Valores económicos usados en la simulación.

Costos: Inversión: 531.200 millón COP Cambio de inversor: 0 COP O y M: 1.10 % Subsidios: 197.8 millón COP Tipo de proyecto: Conectado a la red Precio de venta de la energía: 358.0000 COP/kWh Resultados económicos: Ingresos anuales: 122.107 millón COP/año Ingresos acumulados: 2,442.137 millón COP Coste de mantenimiento anual: 9.937 millón COP/año	Préstamo bancario: Cantidad: 0 COP Tasa de interés: 0.00 % Con Descuento: Inflación: 2.00 % Tasa de descuento: 3.00 % Evolución de precio: + 2 %/año LCOE (Costo global actualizado): 127.373 COP/kWh Valor actual neto: 1,117.847 millón COP Período de retorno: 6 año Período de retorno actualizado: 6 año Tasa de rentabilidad interna: 19.30 %
--	---

Para el desarrollo esta evaluación fue utilizada la herramienta *LCOE Calculator* del software SAM versión 2020.11.29. El *LCOE Calculator* que dispone del método de tasa de carga fija (*fixed-charge rate*) para calcular el costo nivelado de la energía: LCOE (*Levelized Cost Of Energy*) por sus siglas en inglés, este es un factor económico preponderante para la selección de un sistema energético, debido a que relaciona el valor de la generación de 1 kWh de energía, la importancia

del LCOE se debe a que al ser un valor que calcula el costo neto de la generación de energía permite una comparación rápida y efectiva entre diversas opciones energéticas.

Del mismo modo, el método de análisis financiero utilizado por la herramienta es el método de la tasa de carga fija, FCR, que permite determinaciones rápidas de los ingresos que se requieren para cubrir los costos de la inversión, el FCR se define como la cantidad de ingresos por dólar de inversión que se debe cobrar anualmente a los clientes para pagar los gastos de mantenimiento de dicha inversión. Por ejemplo, un FCR multiplicado por el requisito de capital total de una inversión de capital calculará los ingresos necesarios cada año para respaldar la inversión. (Short, Packey, & Holt, 1995).

La herramienta *LCOE Calculator*, utiliza la ecuación número 1 para determinar el potencial financiero de la generación energética:

$$\text{LCOE} = (\text{FCR} * \text{TCC} + \text{FOC}) / \text{AEP} + \text{VOC} \quad (1)$$

Donde:

FCR: Tasa de carga fija (*fixed-charge rate*)

TCC: Costo de Capital- \$

FOC: Costos Operativos fijos anuales [\$]

AEP: Producción Anual de electricidad [KWh]

VOC: Costos Operativos Variables [\$/KWh]

Una vez seleccionada la herramienta *LCOE Calculator*, se despliega un nuevo menú, en el que se pueden elegir datos de entrada tales como la ubicación del proyecto, descripción de los módulos,

diseño del sistema de paneles solares, sombreado y diseño, pérdidas, límites de la cuadrícula y los parámetros financieros. Seguidamente, en la opción *Location and Resource*, se dispuso la región de estudio en el departamento del Putumayo. el programa por defecto utiliza los datos de las condiciones geográficas, climáticas y/o ambientales guardados en su base de datos.

En el ítem *Module*, fue tenido en cuenta un módulo genérico del mercado *Sun Power SPR-310-WHT-U*, con tipo de celda monocristalino. El programa automáticamente utiliza los datos del tipo de módulo seleccionado para la simulación; se pueden observar parámetros eléctricos de módulo como la potencia máxima que es de 310Wdc, máximo voltaje de potencia que son 54,7 Wdc, corriente máxima 5,7 Adc y una eficiencia nominal del 19,016%.

Posteriormente es seleccionado el inversor del panel, para la minimización de costos, así como la maximización del rendimiento fue seleccionado el inversor SMA América: SC800CP-US, automáticamente el programa utiliza los parámetros eléctricos de la Base de datos del software, tales como máxima potencia en AC 823,000 ac, máxima Potencia en DC 845,818 Wdc, potencia utilizada en operación 3,131.78 Wdc, Máxima corriente en DC 1,336.2 Adc, entre otros.

Teniendo en cuenta los datos del programa se tiene, en las condiciones simuladas, 5,314 cadenas en el subarreglo, y cada cadena contiene 12 módulos, lo que daría un total de 64,488 módulos, estos módulos, tienen una inclinación de 30° y un ángulo acimut de 180°.

En la ventana *Shading and layout*, sombreado y diseño, la mayoría de los datos que se requieren de la simulación se tienen de la base de datos de software; del programa se obtienen las dimensiones del módulo, relación de aspecto del módulo es 1.7, la longitud del módulo sería de 1,66514m y el ancho del módulo 0,979496m, por lo tanto, el área de cada módulo es de 1.631m².

Las pérdidas y límites de cuadrícula se dejaron con los valores establecidos por el software sin hacer cambios.

Con respecto a los parámetros financieros, se simularon los parámetros financieros que utiliza el programa, una capacidad del sistema de 20,000 KW, un costo de capital de \$53,455,000 equivalentes a 1,040 \$/KW, unos costos operacionales fijos de 360,000 equivalentes a 9 \$/KW, FCR de 0,096.

La tecnología seleccionada, es la tecnología de paneles fotovoltaicos que a pesar de tener impactos ambientales más significativos que la tecnología CSP, tiene mayor viabilidad técnica y financiera, de acuerdo con esto, se calcularon los valores financieros de esta tecnología, a partir de la una simulación en el programa SAM, observados en la Tabla 22:

Tabla 22.
Factores financieros del proyecto.

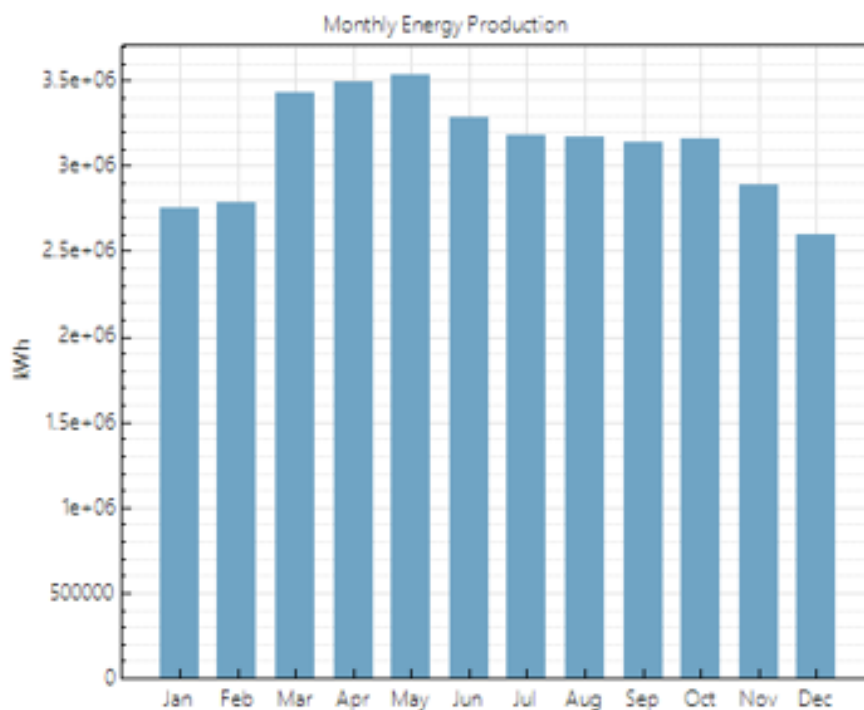
Metric	Value
Annual energy (year 1)	37.402.040 kWh
Capacity factor (year 1)	21.3%
Energy yield (year 1)	1.870 kWh/kW
Performance ratio (year 1)	0.77
Levelized cost of energy	5.82 c/kWh

Realizada la simulación en el programa SAM, en condiciones ambientales del departamento del Putumayo y para una capacidad de 326 kW (valor de necesidad energética), la producción de energía que se espera del sistema en el año 1 sería de 37,402,040 KWh, por lo tanto, pueden abastecerse los equipos anteriormente dimensionados en hasta 100.000 horas.

Por lo anterior se puede concluir que el parque dimensionado permite una actividad de generación con autonomía de hasta 11 años, es decir que es posible utilizar parte de la energía generada con un factor de capacidad de 21.3%, rendimiento energético de 1.870 KWh/ KW, relación de rendimiento en el año 1 de 0.77 y un LCOE de 5.82 €/ KWh.

El valor de Costo nivelado de energía es totalmente adecuado para la instalación de los paneles solares. La Figura 18 muestra la producción energética mensual del primer año:

Figura 18.
Producción de energía mensual en el primer año.

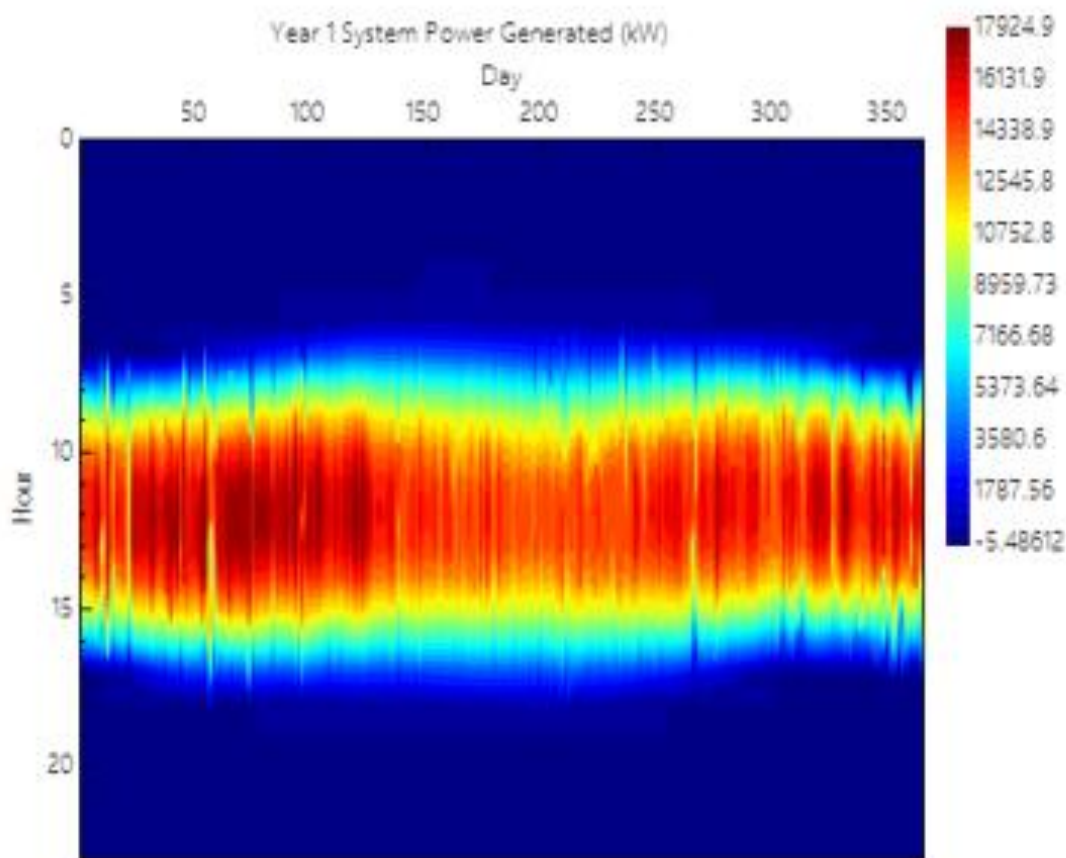


En la Figura 18, se observa que la producción de energía es estacional, por lo tanto, se tiene una producción máxima en ciertos meses del año, para este caso en los meses de marzo, abril y mayo con un pico aproximadamente de 3,510,000 KWh; mientras que en la temporada de diciembre a

febrero se tiene la tasa de producción más baja, con un mínimo en el mes de diciembre de 2,600,000 KWh. A su vez en la Figura 19 se observa la potencia generada al día del sistema.

Figura 19.

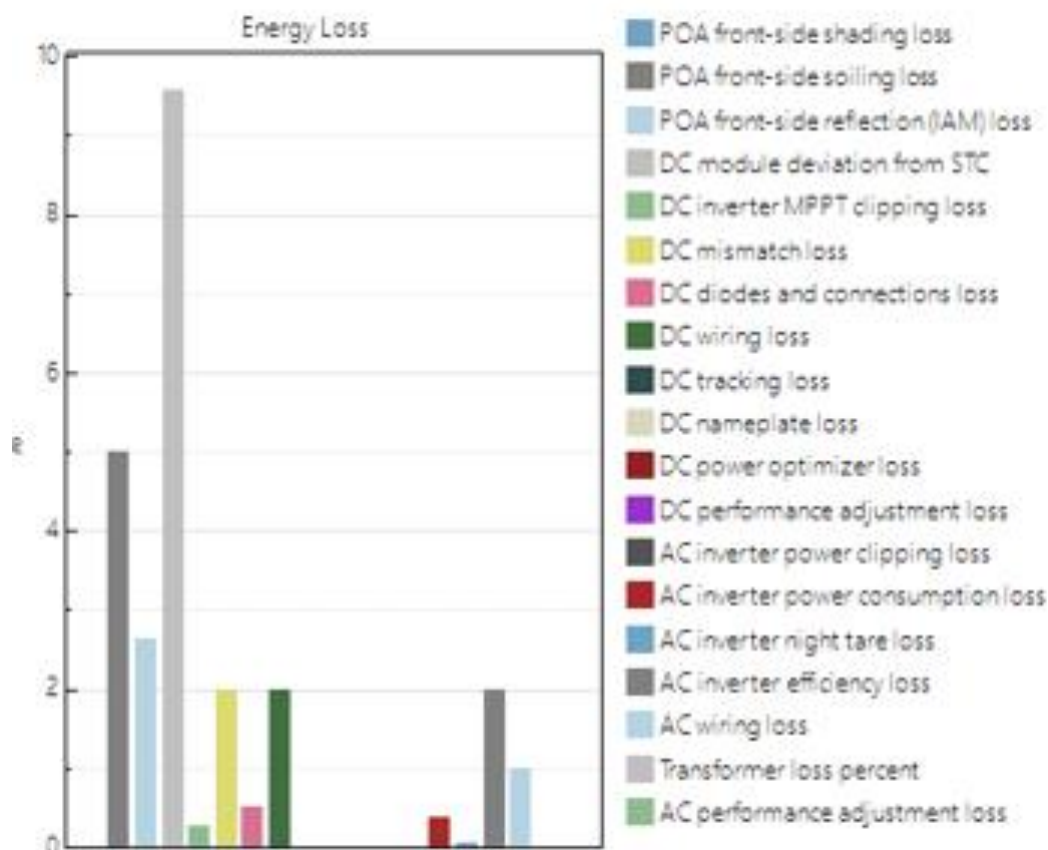
Potencia generada por el sistema diario a cada hora del día.



La Figura 19, muestra el perfil de la potencia generada por el sistema durante el día, lo que permite analizar las horas en que se alcanzan los valores más altos de potencia generada. En el caso particular, la mayor producción se puede observar entre las 10:00 horas y las 15:00 horas, por otra parte, no se evidencia generación después de las 17.00 horas ni antes de las 9:00 horas. Alcanzando sus máximos a las 12:00 meridiano.

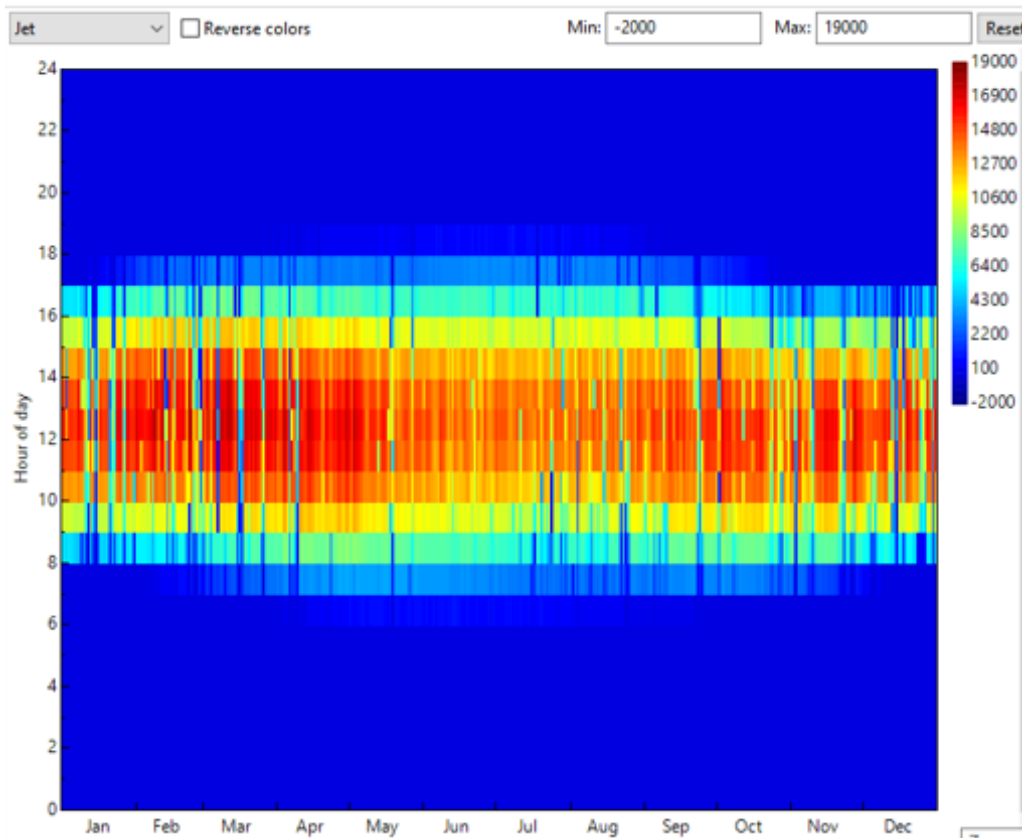
En los meses de mayor producción que son marzo, abril y mayo, se alcanzan potencias de hasta 17500 KW, mientras que en los días de menor producción que se encuentran como los días 150 a 200, solo se alcanzan potencias entre 13000 KW y 14000 KW.

Figura 20.
Gráfica de porcentaje de pérdidas de energía.



En la Figura 20, se muestra un diagrama de barras con el porcentaje de pérdidas de energía por diferentes conceptos, se observa que el más significativo son las pérdidas por desviación del módulo DC del STC.

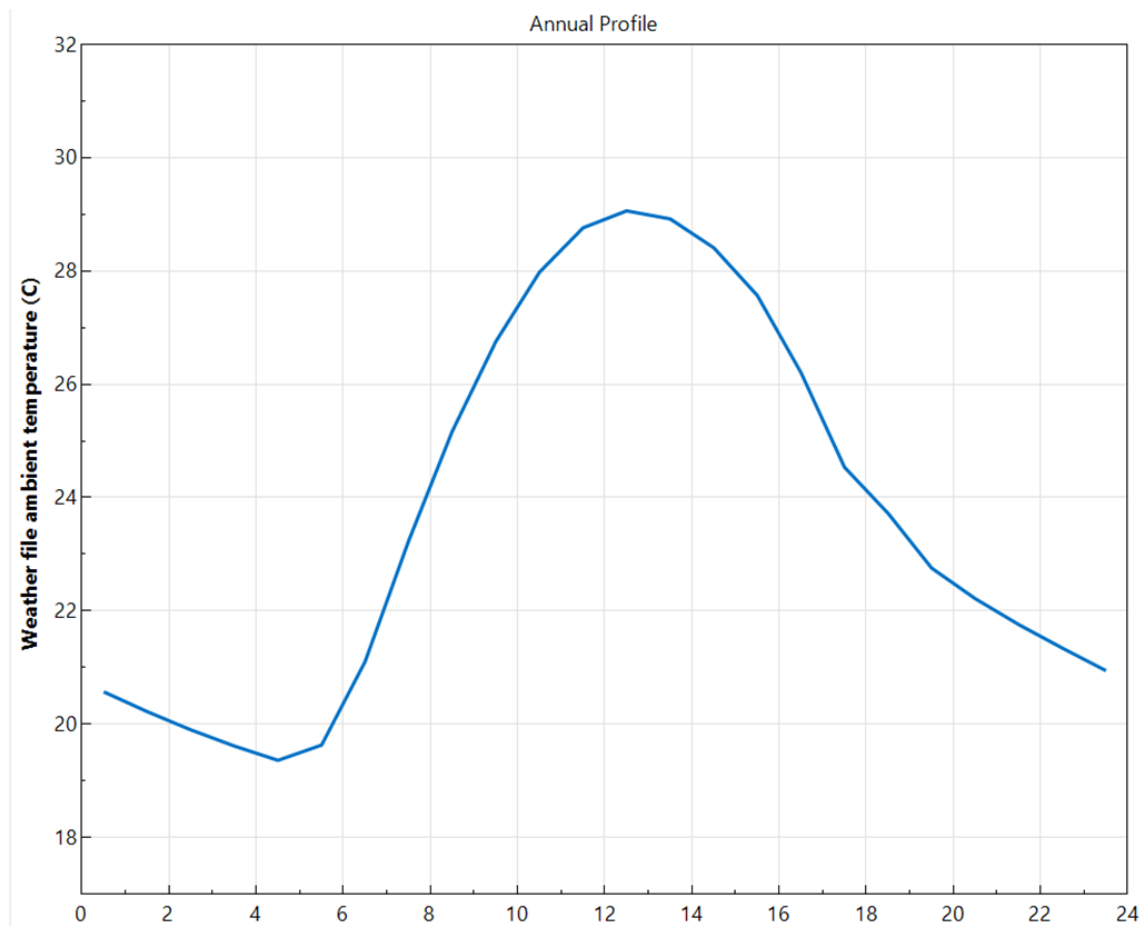
Figura 21.
Mapa de calor.



Por otra parte, en el mapa de calor que se muestra en la Figura 21, se puede observar el perfil de potencia generada por el sistema en el transcurso del día, durante un año; en este perfil es posible observar en qué meses se logran los valores de potencia más altos, que son los meses de marzo y abril se logran potencias de hasta 17500 KW, mientras que en los meses de menor producción de potencia que en este gráfico se encuentran en junio y julio solo se alcanzan potencias entre 13000 KW y 14000 KW.

Finalmente, en la Figura 22 puede observarse el perfil de temperatura anual al cual se expondrán los paneles solares, teniendo como referencia que la temperatura límite de colapso del silicio (material con el cual están hechos los paneles solares seleccionados) es de 65°C.

Figura 22.
Perfil de temperatura anual del campo TOM.



Por otra parte, con la finalidad de obtener un análisis financiero más detallado a partir de valores económicos que pueden ser observados en la Tabla 23.

Tabla 23.

Valores base suministrados por la compañía para la realización del análisis económico.

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Producción (kWh)	295,365	293,297	291,244	289,206	287,181	285,171	283,175	281,193	279,224	277,270
Precio de venta (COP/kWh)	365.1600	372.4632	379.9125	387.5107	395.2609	403.1661	411.2295	419.4541	427.8431	436.4000
Ingresos de ventas (COP)	107,855,486.1	109,242,507.7	110,647,366.3	112,070,291.4	113,511,515.4	114,971,273.5	116,449,804.0	117,947,348.5	119,464,151.4	121,000,460.4
Ingresos (COP)	107,855,486.1	109,242,507.7	110,647,366.3	112,070,291.4	113,511,515.4	114,971,273.5	116,449,804.0	117,947,348.5	119,464,151.4	121,000,460.4
O y M (COP)	8,179,380.0	8,342,967.6	8,509,827.0	8,680,023.5	8,853,624.0	9,030,696.4	9,211,310.4	9,395,536.6	9,583,447.3	9,775,116.3
Cambio de inversor (COP)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Resultados (COP)	99,676,106.1	100,899,540.1	102,137,539.3	103,390,267.9	104,657,891.4	105,940,577.0	107,238,493.7	108,551,811.9	109,880,704.1	111,225,344.2

Año	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Producción (kWh)	275,329	273,401	271,488	269,587	267,700	265,826	263,965	262,118	260,283	258,461
Precio de venta (COP/kWh)	445.1280	454.0306	463.1112	472.3734	481.8209	491.4573	501.2864	511.3122	521.5384	531.9692
Ingresos de ventas (COP)	122,556,526.3	124,132,603.3	125,728,948.5	127,345,822.8	128,983,490.1	130,642,217.8	132,322,276.7	134,023,941.2	135,747,489.1	137,493,201.8
Ingresos (COP)	122,556,526.3	124,132,603.3	125,728,948.5	127,345,822.8	128,983,490.1	130,642,217.8	132,322,276.7	134,023,941.2	135,747,489.1	137,493,201.8
O y M (COP)	9,970,618.6	10,170,031.0	10,373,431.6	10,580,900.2	10,792,518.2	11,008,368.6	11,228,535.9	11,453,106.7	11,682,168.8	11,915,812.2
Cambio de inversor (COP)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Resultados (COP)	112,585,907.8	113,962,572.3	115,355,517.0	116,764,922.6	118,190,971.9	119,633,849.2	121,093,740.8	122,570,834.5	124,065,320.3	125,577,389.6

Se realizó un estudio de flujo de caja de proyecto a 20 años, relacionado a continuación y la tasa de rentabilidad mínima interna del 19.30%, se procede a evaluar el proyecto para determinar su viabilidad financiera teniendo en cuenta los valores encontrados en la Tabla 24:

Tabla 24.

Viabilidad financiera.

Años	Millon COP
1	-432
2	-331
3	-228
4	-125
5	-20
6	86
7	193
8	301
9	411
10	522
11	635

12	749	
13	864	
14	981	
15	1.09	9
16	1.21	9
17	1.34	0
18	1.46	3
19	1.58	7
20	1.71	2

Una vez evaluada la tasa interna de retorno TIR, se obtuvo un valor de 22.50%. Este valor se obtuvo teniendo en cuenta los 20 periodos de utilidades o beneficios y de acuerdo con ello se obtiene una tasa de rentabilidad del 22.50% es decir si se espera una Rentabilidad Interna del 19.30% y además una rentabilidad del mercado lo que podría estimarse como la TIO igual o inferior a esta tasa, la TIR que arroja la evaluación del proyecto es una tasa de rentabilidad superior lo cual indica que el proyecto es viable desde este punto de vista.

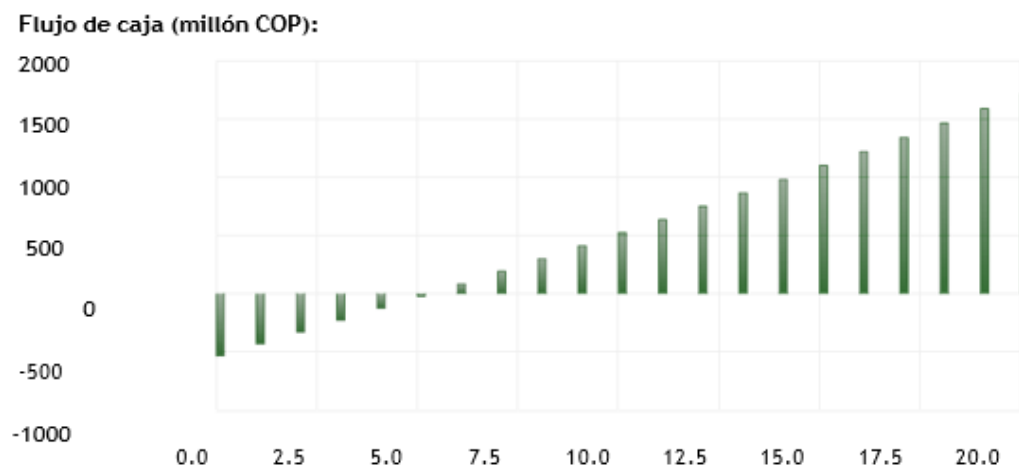
En cuanto al valor presente neto o valor actual neto VPN fue de \$ 268.783.811,75., es decir, este resultado indica que teniendo en cuenta la inversión inicial realizada al proyecto, y los flujos de caja de los beneficios futuros traídos a valor de hoy y descontando la inversión el resultado es positivo, por consiguiente se recupera la inversión inicial y adicionalmente se obtiene 268 millones adicionales a la inversión inicial, lo cual es ,muy beneficioso para el proyecto porque lo hace viable desde este punto de vista.

Por otra parte, el Periodo de recuperación de la Inversión PRI obtenido fue de 5.23255814 Años

Se tienen en cuenta los 20 periodos de utilidades o beneficios y de acuerdo con ello se obtiene un periodo de recuperación de la inversión inicial de 5.2325 años, es decir 5 años, 2 meses y 23

días se recupera lo invertido inicialmente en el proyecto, periodo que puede considerarse interesante o normal teniendo en cuenta el monto de la inversión inicial de \$531.200 millones de pesos. Por lo cual este aspecto es importante y motivador para el emprendedor porque tiene la seguridad que recupera la inversión inicial y adicionalmente tiene un excedente que puede ser utilizado para capitalizar el proyecto.

Figura 23.
Flujo de caja del proyecto.



En la Figura 23 del flujo de caja se pueden apreciar los flujos negativos y pasado el quinto año, los flujos se empiezan a ver positivos es decir a partir de allí se recupera la inversión inicial del proyecto. En cuanto a la Rentabilidad de la Inversión RI se obtuvo un valor de 50.60% lo cual es muy atractivo para el emprendedor puesto que su inversión inicial repercute con creces lo invertido siendo infinitamente superior a cualquier inversión que ofrece el mercado.

De acuerdo con la tasa interna de retorno TIR, el valor presente neto VPN, el periodo de recuperación de la inversión PRI y la rentabilidad de la inversión inicial RI, el proyecto es muy

viable desde el punto de vista financiero y se aconseja invertir en el mismo, porque desde estos escenarios es muy rentable para el emprendedor invertir en él.

6. Conclusiones

Según la factibilidad técnica y financiera se escogió la tecnología de paneles solares fotovoltaicos, tecnología que permite una actividad de generación con autonomía de hasta 11 años, y que alcanza una mayor producción en los meses de marzo, abril y mayo.

Se cuantificó la demanda energética requerida para el calentamiento del crudo siendo 326 kW y la carga total es 437 Amperios.

Se aplicó la metodología de selección multicriterio para evaluar los aspectos de cada tecnología de energía renovable en donde se determinó que la mejor metodología es la que utiliza energía solar debido al potencial de irradiación de la zona.

Construir y operar el sistema de paneles costaría alrededor de 5.82 €/ KWh en promedio. Teniendo en cuenta que en Colombia el valor promedio es de 9 €/ KW, puede concluirse que se tendría un ahorro de aproximadamente el 20% con respecto al precio que se tendría que pagar por el uso de la energía generada por el sistema de operación nacional.

Se realizó el diagnóstico operativo de las facilidades de superficie y fondo en el campo petrolero TOM.

Se determinó la viabilidad financiera del sistema de energía renovable mediante la herramienta *LCOE Calculator* del software SAM versión 2020.11.29.

El parque solar proyectado es técnica y financieramente suficiente para suplir la necesidad energética de los equipos del campo.

7. Recomendaciones

Actualmente se tienen falencias en términos de tratamiento de petróleo y suministro de energía en el campo TOM, que energéticamente se abastece de la red nacional del departamento o en su defecto por los generadores en campo dadas las constantes caídas de tensión y apagones en el área por condiciones climáticas y mantenimiento de la red. Por la poca producción de gas, estos generadores operan únicamente con Diesel. Además, las facilidades cuentan con una limitada capacidad de almacenamiento 1800 BOPD, por lo anterior y con el fin de no limitar el campo, todo el fluido es enviado por carrotanque a una estación de mezcla perteneciente a la compañía, donde se manejan diferentes tipos de diluyente y los equipos cuentan con los elementos necesarios para el suministro de temperatura, recirculación, capacidad de almacenamiento y soporte de tiempos de residencia que necesita este tipo de petróleo teniendo en cuenta las condiciones de

temperatura y viscosidad, que como se describe en el presente libro en el desarrollo del objetivo #1 (pág. 24), la viscosidad a temperatura ambiente (25 °C), varia desde los 160.000 cP a los 200.000 cP para los diferentes Pozos del campo.

Como también es descrito en el desarrollo del proyecto, desde cabeza de pozo hasta los tanques de almacenamiento, se cuenta con aislamiento térmico, pero se presentan problemas de flujo tanto en los separadores de producción que no cuentan con facilidad de suministro de temperatura, ni recubrimiento térmico, así como en los tanques de almacenamiento, donde los serpentines instalados para transferencia de calor son una U en el fondo del tanque motivo por el cual, la temperatura del fluido a lo largo de la vasija no es homogénea alcanzando tiempos de más de 24 hrs de residencia para llegar a una temperatura optima de tratamiento.

En pruebas desarrolladas en el campo TOM, durante el cierre que se tuvo por los precios internacionales del petróleo, se determinó, que los tiempos de residencia en los separadores rondaban los 12 min y en el Gunbarrel 18 hrs sin disminuir el BSW% en el reboce por debajo del 3%, por lo que se continuaba el tratamiento en los tanques de almacenamiento, teniendo tiempos de residencia de más de 24 hrs.

En las pruebas realizadas en la estación de mezcla con equipos robustos (mezcladores estáticos, tanques de 10.000 BPD de almacenamiento, separadores trifásicos de 10.000 BOPD 000, gunbarrels de 5000 BOPD) y con el mismo tipo de petróleo del campo TOM, se determinó que para el tratamiento optimo y optimización de tiempos del mismo y sin la utilización de productos químicos, el fluido debía llevarse a temperaturas entre los 140° y 160 ° F con viscosidades de

aproximadamente 4000 cP, allí se determinó, que los tiempos de residencia en separadores disminuían de 12 a 6 min y en los Gunbarrel a 7 Hrs y ya en el almacenamiento hasta 2 hrs antes del despacho. Cabe aclarar, que la temperatura se suministraba desde el carrotanque para disminuir los tiempos de descargue, así como en cada una de las partes del proceso.

Por lo anterior, con la energía alternativa seleccionada (Solar) en el presente libro, para garantizar la operación del campo bajo los límites económicos TOM requiere:

- Sistema de suministro eléctrico confiable, económico o sistemas híbridos (inversor solar híbrido), que garanticen la energía en los momentos en que se presenten caídas de tensión por condiciones climáticas en el aérea y el autoabastecimiento del campo.
- Sistemas de calentamiento eficiente y constante. Por ejemplo, resistencias eléctricas que sean alimentadas con energía solar, plantas de concentración solar con espejos que garanticen el aumento en la temperatura de las vasijas o el calentamiento de agua constante para recirculación constante en facilidades, serpentines que sean distribuidos de manera uniforme en los tanques, aislamiento térmico en cada una de las vasijas.

En cuanto al almacenamiento y distribución de energía en el campo TOM y si se llegara a implementar el presente proyecto, se evaluó, la utilización de inversores híbridos que operaran alternamente con la red de distribución del departamento. Estos equipos, básicamente contienen las siguientes características: Un controlador de carga solar integrado, que se conecta a los paneles solares y que sirve para regular el voltaje desde la salida del panel solar hasta las cargas y/o baterías

donde normalmente, tanto la energía de la red pública, como la de los generadores funcionan como entradas para la energía proveniente de los paneles solares.

Del mismo modo, sirven para invertir la corriente continua proveniente de los paneles solares a corriente alterna para que puedan funcionar los equipos que lo requieran y pueden ser utilizados como cargadores de baterías, tomando la energía fotovoltaica para cargar las baterías y utilizar la energía almacenada cuando se necesite.

Para almacenar la energía Fotovoltaica es necesario la utilización de baterías solares, para el campo TOM se evaluaron las siguientes:

- Baterías monobloque que serían utilizadas, para los servicios auxiliares del campo (oficinas, CCM, habitaciones, casino y luminarias perimetrales).
- Baterías modulares de litio que se utilizarían para el suministro de energía a los motores de la facilidad, resistencias eléctricas y demás equipos que lo requieran, son un poco más costosas que el monobloque, pero no necesitan mantenimiento y tienen una vida útil más larga, además son robustas y mejores para soportar las repetidas cargas y descargas que se requieren para el recorte de picos y los cambios de carga. Las baterías evaluadas tienen una capacidad nominal de almacenamiento que van desde los 2.4 hasta los 6 KWh y capacidades disponibles de 2.2 hasta los 5 Kwh.

Para la implementación de este tipo de proyectos se debe tener en cuenta la siguiente normatividad:

- Si el proyecto es tipo de interconexión a red la ley es Ley No. 1715 del 13 de mayo del año 2014 “Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional” y su actualización Ley No. 2099 del 10 de Julio de 2021 “Por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones”
- Resolución de la Comisión de Regulación de energía y gas (CREG) No. 174 de 2021 “Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional.”
- Anexo general del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) Resolución 9 0708 de agosto de 2013 con sus ajustes.
- NTC 2050 capítulo 690 Proyecto de Norma Técnica Colombiana.

Referencias Bibliográficas

- Boggia, A., Massei, G., Pace, E., Rocchi, L., Paolotti, L., & Attard, M. (2018). Spatial multicriteria analysis for sustainability assessment: A new model for decision making. *Land Use Policy*, 71, 281-292.
- Corcelli, F., Fiorentino, G., Vehmas, J., & Ulgiati, S. (2018). Energy efficiency and environmental assessment of papermaking from chemical pulp-a Finland case study. *Journal of cleaner production*, 198, 96-111.
- Deb, D., & Brahmabhatt, N. L. (2018). Review of yield increase of solar panels through soiling prevention, and a proposed water-free automated cleaning solution. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82, 3306-3313.
- Frazão, T. D., Camilo, D. G., Cabral, E. L., & Souza, R. P. (2018). Multicriteria decision analysis (MCDA) in health care: a systematic review of the main characteristics and methodological steps. *BMC medical informatics and decision making*, 18(1), 1-16.
- Guzman, C. (2017). Análisis del impacto ambiental de diferentes tipos de paneles solares según los materiales utilizados y los componentes tóxicos generados. *Fundación universitaria de América*.
- Imteaz, M. A., & Ahsan, A. (2018). Solar panels: Real efficiencies, potential productions and payback periods for major Australian cities. *Sustainable energy technologies and assessments*, 25, 119-125.
- Kabir, E., Kumar, P., Kumar, S., Adelodun, A. A., & Kim, K. H. (2018). Solar energy: Potential and future prospects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82, 894-900.
- Liu, F., Sun, F., Liu, W., Wang, T., Wang, H., Wang, X., & Lim, W. H. (2019). On wind speed pattern and energy potential in China. *Applied Energy*, 236, 867-876.

- Malczewski, J., & Jankowski, P. (2020). Emerging trends and research frontiers in spatial multicriteria analysis. *International Journal of Geographical Information Science*, 34(7), 1257-1282.
- Ogato, G. S., Bantider, A., Abebe, K., & Geneletti, D. (2020). Geographic information system (GIS)-Based multicriteria analysis of flooding hazard and risk in Ambo Town and its watershed, West shoa zone, oromia regional State, Ethiopia. *Journal of Hydrology: Regional Studies*, 27, 100659.
- Rezaeiha, A., Montazeri, H., & Blocken, B. (2020). A framework for preliminary large-scale urban wind energy potential assessment: Roof-mounted wind turbines. *Energy Conversion and Management*, 214, 112770.
- Sánchez, K., Zúñiga, M. (2021). Evaluación de costo – beneficio sobre la implementación de paneles solares en proyectos de construcción en la ciudad de Bogotá, Colombia. Universidad Católica de Colombia.
- Tarazona, B et al. (s.f). Adquisición y monitorización de datos de un sistema de energía termosolar de concentración con colector Fresnel lineal.
- Tur, M. R., Colak, İ., & Bayindir, R. (2018, December). Effect of faults in solar panels on production rate and efficiency. In *2018 International Conference on Smart Grid (icSmartGrid)* (pp. 287-293). IEEE.
- Xu, L., Fuss, M., Poganietz, W. R., Jochem, P., Schreiber, S., Zoephel, C., & Brown, N. (2020). An Environmental Assessment Framework for Energy System Analysis (EAFESA): The method and its application to the European energy system transformation. *Journal of Cleaner Production*, 243, 118614.