



**Análisis técnico, económico para evaluar la implementación de un proyecto híbrido  
integrando a la planta de generación actual (gas natural) apoyado con energía  
fotovoltaica: Caso campo petrolero Corrales Boyacá**

Presentado para obtener el título de

**MAGÍSTER EN ENERGÍAS RENOVABLES**

Jorge Isaac Arena Varela

Juan Sebastián Leal Silva

Dirección:

Jesús Antonio Vega

Universidad del Rosario

Escuela de Ingeniería, Ciencia y Tecnología

Maestría en Energías Renovables

## **DEDICATORIA**

Este trabajo de grado lo dedicamos a Dios, nuestras esposas, familias, compañeros y profesores de la maestría, sin ellos no estaríamos aquí hoy

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradecemos a Dios, nuestras esposas, familias, compañeros y profesores de la maestría, sin ellos no lo habiérámos logrado.

## RESUMEN

El presente trabajo de grado lleva a cabo el estudio técnico y financiero para implementar un sistema de energía híbrido de generación eléctrica en la modalidad de autogeneración para el campo petrolero Corrales, ubicado en Boyacá, Colombia. El proyecto se fundamenta en la generación de energía eléctrica mediante el uso de gas natural y energía solar fotovoltaica.

El proyecto estudia el reemplazo parcial con energía renovable fotovoltaica de la demanda eléctrica suministrada por un generador eléctrico alimentado con gas natural, buscando con ello reducir la dependencia de combustibles fósiles, impulsando la transición energética, meta establecida globalmente [1]. Además, es posible lograr beneficios ambientales mediante una reducción parcial de las emisiones de gases de efecto invernadero [2].

El campo petrolero desde sus inicios de producción en el año 2016 comenzó a presentar un declive en la producción de gas natural, esta ha disminuido de un máximo de 14 MMSCFD a 2.4 MMSCFD a corte año 2024 , esta información es suministrada por las empresas PBI SAS ESP (prestador del servicio de generación eléctrica) y NIKOIL CORP (operador del campo petrolero), la información antes mencionada puede ser reforzada con el **Anexo 4. Informe producción - Corrales mayo 27-2024** y **Anexo 5. Graficas resumen informe de producción.** Por tanto, el interés central es contribuir a la transición energética sostenible, desarrollando e implementando soluciones tecnológicas que integren fuentes de energía renovable con los sistemas tradicionales.

La instalación de la planta solar fotovoltaica busca reducir el gas quemado [3] en los motores de combustión de la planta de generación con gas natural del campo petrolero corrales, destinando este recurso a la venta comercial. Lo que potenciaría el ingreso económico de la empresa productora NIKOIL CORP, y podría abrir nuevos campos de acción y negocio en la empresa [4], como la generación eléctrica a partir de energías renovables [5] aprovechando el declive del campo y el espacio que este tiene disponible para la realización del proyecto.

Usando el software PVSyst se realizó un análisis para simular el potencial solar fotovoltaico del área del proyecto a desarrollar [6], mientras que las proyecciones financieras se emplean para evaluar la viabilidad económica del proyecto.

El proyecto impulsa la implementación de sistemas híbridos que integran energía renovable, optimiza el aprovechamiento energético del gas natural al permitir la inyección de volúmenes adicionales al sistema nacional de transporte de gas natural, fortaleciendo la seguridad energética del país [7].

## ABSTRACT

This thesis presents a technical and financial study for implementing a hybrid self-generated power generation system for the Corrales oil field, located in Boyacá, Colombia. The project is based on generating electricity using natural gas and solar photovoltaic energy.

The project studies the partial replacement of electricity demand supplied by a natural gas-powered electric generator with renewable photovoltaic energy, thereby seeking to reduce dependence on fossil fuels and promote the energy transition, a globally established goal [1]. In addition, environmental benefits can be achieved through a partial reduction in greenhouse gas emissions [2].

The oil field since its production began in 2016 began to show a decline in natural gas production, this has decreased from a maximum of 14 MMSCFD to 2.4 MMSCFD by the year 2024, this information is provided by the companies PBI SAS ESP (electricity generation service provider) and NIKOIL CORP (oil field operator), and this information can be found in Annex 4. Production report - Corrales May 27-2024 and Annex 5. Production report summary graphs. Therefore, the central interest is to contribute to the sustainable energy transition, developing and implementing technological solutions that integrate renewable energy sources with traditional systems.

The installation of the photovoltaic solar plant seeks to reduce the gas burned [3] in the combustion engines of the natural gas generation plant in the Corrales oil field, allocating this resource to commercial sale. This would boost the economic income of the production company NIKOIL CORP, and could open new fields of action and business for the company [4], such as the generation of electricity from renewable energies [5] taking advantage of the decline of the field and the space it has available for the implementation of the project.

Using PVSyst software, an analysis was performed to simulate the photovoltaic solar potential of the project area to be developed [6], while financial projections are used to evaluate the economic viability of the project.

The project promotes the implementation of hybrid systems that integrate renewable energy, optimizes the energy use of natural gas by allowing the injection of additional volumes into the national natural gas transportation system, strengthening the country's energy security [7].

## TABLA DE CONTENIDO

1.	INTRODUCCIÓN .....	13
2.	OBJETIVOS .....	15
2.1.1.	Objetivo general.....	15
2.1.2.	Objetivos específicos .....	15
3.	PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN .....	16
4.	MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE.....	19
5.	METODOLOGÍA.....	27
5.1.1.	Recopilación de información inicial. ....	27
5.1.2.	Autorización manejo de datos:.....	27
5.1.3.	Situación energética del campo petrolero Corrales. ....	27
5.1.4.	Visitas de campo:.....	28
5.1.5.	Evaluación del recurso Solar. ....	28
5.1.6.	Datos de irradiación tomados de la web: .....	29
5.1.7.	Datos de PVSyst: .....	29
5.1.8.	Solicitud de propuestas técnico-económicas a empresas especializadas .....	30
5.1.9.	Análisis y resultados de propuestas: .....	30
5.1.10.	Análisis técnico de las propuestas- simulación en PV-Syst.....	30
5.1.11.	Análisis económico de las propuestas.....	30
5.1.12.	Selección de mejor la mejor propuesta y análisis ambiental .....	32
5.1.13.	Análisis ambiental de la propuesta seleccionada .....	32
5.1.14.	Conclusiones .....	33
6.	ANALISIS Y RESULTADOS .....	34
6.1.	Recopilación de información inicial .....	34
6.1.1.	Autorización manejo de datos.....	34
6.1.2.	Situación energética del campo petrolero Corrales. ....	34
6.1.3.	Datos energía eléctrica.....	38
6.1.4.	Demanda Eléctrica en Operación de Crudo .....	39
6.1.5.	Demanda Eléctrica en Operación de tratamiento de Gas.....	40
6.1.6.	Consumo de gas combustible para la generación .....	42
6.1.7.	Visita a campo: .....	43
6.3.	Evaluación de potencial solar de sitio seleccionado .....	47
6.3.1.	Datos de irradiación solar tomados de la web .....	47
6.3.2.	Datos de software PVsyst: .....	48
6.4.	Solicitud de propuestas: .....	51
6.5.	Análisis Propuesta empresa E:.....	51
6.5.1.	Paneles seleccionados empresa E: .....	53
6.5.2.	Inversores seleccionados.....	54
6.5.3.	Simulación PVsyst V.8.0 propuesta empresa E.....	55

6.5.4.	Resumen del proyecto empresa E simulado en PVSyst: .....	56
6.5.5.	Diagrama en 3D:.....	56
6.5.6.	Comparativo de lo simulado vs la propuesta empresa E .....	57
6.6.	Análisis Propuesta empresa C.....	57
6.6.1.	Paneles seleccionados empresa C .....	59
6.6.2.	Inversores seleccionados.....	60
6.6.3.	Simulación PVsyst V.8.0 propuesta de la empresa C:.....	61
6.6.4.	Resumen simulación PVsyst V.8.0 propuesta de empresa C: .....	61
6.6.5.	Diagrama 3D:.....	62
6.7.	Comparativo de lo simulado vs la propuesta de empresa C: .....	62
6.8.	Factor de forma paneles:.....	63
6.9.	Análisis económico de las propuestas: .....	64
6.9.1.	Costos de operación y mantenimiento (O&M) del SSFV corrales:.....	67
6.9.2.	Evaluación de factibilidad propuesta empresa E: .....	69
6.9.2.1.	Ingresos:.....	70
6.9.2.2.	Resultados:.....	72
6.9.2.3.	Flujo de caja sin financiación (recursos propios empresa E):.....	74
6.9.3.	Evaluación de factibilidad propuesta empresa C: .....	76
6.9.3.1.	Ingresos:.....	78
6.9.3.2.	Flujo de caja con financiación: .....	80
6.9.3.3.	Flujo de caja sin financiación: .....	82
6.10.	Selección de mejor propuesta: .....	84
6.11.	Análisis y Resultados:.....	86
6.11.1.	Reducción del consumo de gas natural:.....	86
6.11.2.	Caracterización del potencial solar del campo corrales:.....	87
6.11.3.	Evaluación técnico – comercial de las dos propuestas: .....	88
6.12.1.	Factores de calentamiento global:.....	90
6.12.2.	Factores de emisión para combustible gas natural (referencia gas guajira):	90
6.12.3.	Cálculo de factores de emisión para combustible gas natural en KG/m <sup>3</sup> : ...	90
6.12.4.	Calculo ahorro anual de Gas natural:.....	91
6.12.5.	Calculo emisiones de CO <sub>2</sub> equivalentes anuales por gas natural: .....	91
7.	CONCLUSIONES:.....	92
8.	REFERENCIAS.....	94

**LISTA DE TABLAS**

Tabla 1.	Datos de irradiación del sitio por mes.....	50
Tabla 2.	Tabla comparativa propuesta empresa E vs simulación PVSyst 8.0 .....	57
Tabla 3.	Tabla comparativa propuesta empresa C vs simulación PVSyst 8.0 .....	62
Tabla 4.	Comparación factor de forma .....	64
Tabla 5.	Resumen análisis económico de las propuestas .....	84
Tabla 6.	Factores de Calentamiento global (PCG) .....	90
Tabla 7.	Factores de Emisión para combustible Gas Natural .....	90
Tabla 8.	Especificaciones Gas Guajira .....	90
Tabla 9.	Cálculo de Factores de Emisión para combustible Gas Natural en KG/m3 ..	90
Tabla 10.	Calculo ahorro anual de Gas Natural .....	91
Tabla 11.	Calculo Emisiones de CO2 equivalentes anuales por Gas Natural.....	91

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b>	Tendencia de producción de gas. ....	35
<b>Figura 2.</b>	Tendencia inyección de gas natural a gasoducto. ....	35
<b>Figura 3.</b>	Poder Calorífico. ....	37
<b>Figura 4.</b>	Diagrama de proceso. ....	37
<b>Figura 5.</b>	Demanda eléctrica del campo .....	39
<b>Figura 6.</b>	Demanda eléctrica operación gas. ....	39
<b>Figura 7.</b>	Diagrama con sistemas de medición. ....	41
<b>Figura 8.</b>	Consumo de gas combustible generación. ....	42
<b>Figura 9.</b>	Curva de eficiencia del motor. ....	43
<b>Figura 10.</b>	Tomas del campo con Dron. ....	44
<b>Figura 11.</b>	Zona de realización proyecto fotovoltaico. ....	44
<b>Figura 12.</b>	Bosquejo montaje de paneles fotovoltaicos tomado del oferente empresa C. ....	46
<b>Figura 13.</b>	Ubicación del proyecto en Google Maps .....	47
<b>Figura 14.</b>	Ubicación del proyecto en global solar atlas .....	48
<b>Figura 15.</b>	Carta Solar PVSyst .....	49
<b>Figura 16.</b>	Datos de irradiación del sitio por mes. ....	50
<b>Figura 17.</b>	Casos de éxito empresa E. ....	52
<b>Figura 18.</b>	Propuesta de instalación paneles solares – Empresa E .....	52
<b>Figura 19.</b>	Especificaciones técnicas panel solar propuesta empresa E .....	53
<b>Figura 20.</b>	Panel solar seleccionado propuesta empresa E. ....	54
<b>Figura 21.</b>	Especificaciones técnicas inversor empresa E. ....	54
<b>Figura 22.</b>	Inversor empresa E X3-Forth. ....	55
<b>Figura 23.</b>	Resumen de del proyecto simulación PVSyst propuesta empresa E. ....	56
<b>Figura 24.</b>	Diagrama 3D proyecto empresa E . ....	56
<b>Figura 25.</b>	Propuesta empresa C. ....	58
<b>Figura 26.</b>	Proyección proyecto empresa C. ....	58
<b>Figura 27.</b>	Panel seleccionado proyecto empresa C. ....	59
<b>Figura 28.</b>	Características panel solar empresa C. ....	59

<b>Figura 29.</b>	Inversor propuesta de la empresa C. ....	60
<b>Figura 30.</b>	Especificaciones técnicas inversor empresa C. ....	60
<b>Figura 31.</b>	Resumen proyecto empresa C. ....	61
<b>Figura 32.</b>	Diagrama 3D empresa C. ....	62
<b>Figura 33.</b>	Proyección tarifa de generación de energía con gas natural .....	65
<b>Figura 34.</b>	Plantas en operación Corrales .....	66
<b>Figura 35.</b>	Proyección de costos OPEX empresa E. ....	70
<b>Figura 36.</b>	Generación anual proyectada empresa E. ....	71
<b>Figura 37.</b>	Ingresos Proyectados SSFV empresa E. ....	72
<b>Figura 38.</b>	Flujos de caja con financiación empresa E. ....	72
<b>Figura 39.</b>	Flujo de caja Proyecto con financiación empresa E. ....	73
<b>Figura 40.</b>	Flujo de caja sin financiación empresa E. ....	75
<b>Figura 41.</b>	Flujo de caja sin financiación empresa E. ....	76
<b>Figura 42.</b>	Costos proyecto empresa C. ....	78
<b>Figura 43.</b>	Generación anual proyectada empresa C. ....	79
<b>Figura 44.</b>	Ingresos por año SSFV empresa C. ....	79
<b>Figura 45.</b>	Flujo de caja con financiación empresa C. ....	80
<b>Figura 46.</b>	Flujo de caja propuesta con financiación empresa C. ....	81
<b>Figura 47.</b>	análisis financiero sin financiamiento empresa C. ....	82
<b>Figura 48.</b>	Flujo de caja propuesta sin financiación empresa C. ....	83
<b>Figura 49.</b>	Eficiencia motores Shandog. ....	87
<b>Figura 50.</b>	Calculadora CO <sub>2</sub> e FECOC [61] .....	89

## 1. INTRODUCCIÓN

En la actualidad la transición energética es un tema que esta en vilo [8] y cada vez cobra más protagonismo en nuestra sociedad actual para establecer la seguridad energética del presente y del futuro en las distintas naciones [9]. Colombia, al igual que muchas naciones a nivel global se proyecta a ejecutar este plan de transición, buscando cuidar los recursos energéticos con los que cuenta en la actualidad y proyectando el uso de energías renovables para diversificar la alimentación de su matriz energética actual [10].

Uno de los combustibles de más relevancia en esta transición energética es el gas natural [11], ya que si bien contamina, emite gases de efecto invernadero en menor proporción a otros, lo que propicia que sea el combustible con más potencial para apoyar la transición energética.

Colombia con los años ha venido presentando un déficit en el hallazgo de gas natural por lo que sus proyecciones no son muy optimistas con este recurso [12], por lo que se vuelve trascendental usar este recurso de forma eficiente y establecer proyectos que apoyen la seguridad energética del país.

Mediante el presente trabajo de grado se estudia la viabilidad técnica y económica de reemplazar parcialmente la alimentación de energía eléctrica de una planta de gas, alimentada con un motor que usa como fuente combustible el gas natural tratado por la misma planta, por un suministro de energía eléctrica basado en paneles solares fotovoltaicos.

Para llevar a cabo este proyecto se solicitó el permiso a la empresa administradora de la planta de gas para contar con los datos técnicos como son tendencias de generación de gas, requerimientos de energía eléctrica a lo largo del año, estadísticas de alimentación, entre otros datos.

A partir del estudio de la irradiación del sitio se calcula la potencia y energía producida por el proyecto según distintos factores. Se solicitó a empresas especialistas en el sector de instalación solar fotovoltaica cotizaciones con costos aproximados [13] y costos reales del mercado actual y se estudia el diseño propuesto por ellos, simulándolo a través del Software PVSyst , verificando la potencia y energía suministrada por el proyecto.

Una vez teniendo los datos de generación del proyecto, se evalúan los costos de implementación y la TIR (Tasa Interna de Retorno) del proyecto para verificar su viabilidad, y a partir de allí concluir si este en términos netamente económicos y técnicos si es un proyecto que puede soportar de manera parcial energéticamente la planta y genera alguna retribución económica a la compañía.

## **2. OBJETIVOS**

### **2.1.1. Objetivo general**

Definir la viabilidad técnica y económica de un sistema híbrido (Generación eléctrica con gas natural – energía solar fotovoltaica) para cubrir parcialmente la demanda eléctrica del campo petrolero Corrales, mediante simulaciones en el software PVsyst y análisis de propuestas comerciales.

### **2.1.2. Objetivos específicos**

**2.1.3.** Caracterizar el consumo energético y el potencial solar del campo petrolero Corrales mediante datos suministrados por la empresa y herramientas como Global Solar Atlas y PVsyst V 8.0 determinando condiciones energéticas de la empresa, irradiación, y condiciones óptimas para la instalación del sistema solar fotovoltaico.

**2.1.4.** Evaluar las propuestas técnico – comerciales de empresas especializadas en implementación de proyectos solares fotovoltaicos, comparando tecnologías (paneles), costos y desempeño.

**2.1.5.** Estudiar la viabilidad económica de las propuestas comerciales haciendo uso del software Microsoft Excel estimando la construcción y puesta en funcionamiento de un sistema solar fotovoltaico como apoyo al sistema eléctrico del campo petrolero Corrales.

**2.1.6.** Analizar los beneficios técnico-económicos y ambientales del sistema híbrido cuantificando la reducción en consumo de gas en generación, y disminución de emisiones de CO<sub>2</sub>e.

### 3. PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN

Los factores esenciales para la ejecución del presente trabajo de grado se enfatizan en estudiar la viabilidad técnica y económica del proyecto, cambiando parte del consumo de gas natural por consumo de energía eléctrica renovable, conservando un recurso importante como el gas natural, ya que la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) manifestó a corte 2022 que las reservas de gas a nivel nacional no son optimistas de cara al futuro, debido a que la relación de reservas probadas / producción (R/P) da una resultante de 7.2 años más, de reservas de gas natural [12], así mismo el otro factor es por el crecimiento y diversificación del portafolio energético de PBI SAS ESP que apoya el presente trabajo de grado. Nuestro objetivo es especializarnos en la evaluación e implementación de estrategias híbridas que contribuyan a la transición energética, garantizando la sostenibilidad de los proyectos en un contexto de reservas limitadas de combustibles fósiles y promoviendo la diversificación de portafolios con matrices energéticas más limpias [14].

El presente trabajo se justifica en la necesidad de mejorar la viabilidad operativa del campo petrolero Corrales, que, en este momento por los intentos fallidos de perforación exploratoria realizados, se encuentra en una fase de declive en su producción de gas natural y petróleo [15]. Durante la operación del campo en los últimos 6 años, se ha observado una disminución en la producción de gas, lo que impacta directamente en la productividad de la empresa operadora. Por esta razón es fundamental determinar alternativas que permitan optimizar el uso del gas natural disponible.

Actualmente el campo petrolero Corrales, operado por la compañía NIKOIL CORP, está enfrentando una disminución en la producción de gas natural y petróleo desde el año 2016, pasando de producir 14 MMSCFD a 2.4 MMSCFD, esta información es suministrada por las empresas PBI SAS ESP (prestador del servicio de generación eléctrica) y NIKOIL CORP (operador del campo petrolero), y puede ser hallada en el **Anexo 4. Informe producción - Corrales mayo 27-2024** y **Anexo 5. Graficas resumen informe de producción**. Esta situación ha generado problemas de viabilidad económica en el proyecto,

debido a la reducción de ingresos provenientes de la venta de gas natural, petróleo, y el incremento de dependencia de quema de gas en motores de combustión para autogeneración en el campo, es decir menor producción de gas natural, pero mayor demanda eléctrica..

Una de las estrategias clave es reemplazar parcialmente la demanda eléctrica actualmente suplida por plantas de generación eléctrica de gas natural, por una planta solar fotovoltaica. Lo anterior no solo contribuiría a aprovechar mejor el gas natural, evitando su quema en los motores de combustión, sino que también permitiría un leve incremento en su volumen de comercialización al cliente final en este caso, la empresa VANTI.

Cabe señalar que no existe una relación directa entre la vida útil del campo petrolero y la vida útil estimada del sistema solar fotovoltaico (SSFV), proyectada en 30 años. En caso de que la producción del campo finalice antes de dicho periodo, la empresa de generación (PBI SAS ESP Y NIKOIL CORP) asumiría el riesgo de continuidad operativa del SSFV y evaluaría la opción de reconvertir el sistema en una planta de autogeneración con posibilidad de exportar excedentes de energía a la red comercial. Esta estrategia permitiría dar continuidad al uso del activo fotovoltaico, aprovechando la infraestructura instalada, las tierras propiedad de la compañía y las condiciones solares del sitio, optimizando así el retorno a largo plazo de la inversión.

En vista de lo mencionado, PBI SAS ESP manifiesta el interés de apoyar el proyecto, para evaluar técnica y económicamente un sistema de generación eléctrico híbrido en el campo petrolero Corrales. Implementando una metodología basada en plantas de generación solar fotovoltaica para reemplazar parte de la demanda eléctrica actual del campo petrolero, y la demanda eléctrica restante que continúe usándose con la planta de generación de gas que existe en la actualidad [16].

Este tipo de proyectos son ejemplo para otras empresas de sectores industriales y comerciales, apoyando lo establecido en el Plan Energético Nacional (PEN) , el cual busca la transición energética sostenible y justa [11].

Se resalta que este tipo de proyectos esta alineado con la tendencia mundial net zero [17], el cual, incentiva la implementación de energías renovables que contribuyen a la disminución de emisiones de gases efecto invernadero, apoyando el enfoque actual del país a la transición energética [14]. El gas natural se posiciona como un recurso de transición para facilitar la incorporación de energías renovables, tal como lo evidencian las proyecciones del Plan Energético Nacional (PEN), donde se reconoce su papel fundamental en el proceso de transición energética [11].

El presente trabajo de grado evalúa la viabilidad técnica y económica de implementar este tipo de proyectos híbridos con sistemas solares fotovoltaicos (SSFV), dando con ello apertura a que se pueda replicar el presente trabajo de grado en otras plantas de gas que la compañía PBI SAS ESP opera nacional e internacionalmente.

#### **4. MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE**

La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), es la autoridad a cargo de administrar de manera óptima, los recursos hidrocarburíferos de Colombia, se reunió el 24 de mayo del 2023 y presentó el Informe de Reservas y Recursos Contingentes de Hidrocarburos del país [12]. El Informe presentado, es el conjunto conglomerado de información de 474 campos con corte a 31 de diciembre de 2022. Acorde al reporte realizado por la entidad, en 2022, las reservas probadas fueron de 2074 millones de barriles, lo que significa que hubo un aumento en 35 millones de barriles con respecto al año 2021, esto equivale a un crecimiento del 1,017% [12].

La producción de petróleo fue de 275 millones de barriles indicando un aumento de 6 millones con respecto al año anterior, lo que nos lleva a una relación Reservas Probadas/Producción (R/P) de 7,5 años [12].

En cuanto a las reservas probadas de gas natural pasaron de tener en el año 2021 2.82 Tpc (tera pies cubicos) a 2.47 Tpc en el año 2022, teniendo una reduccion significativa de 0.35 Tpc [12].

Sintetizando lo mencionado anteriormente, el Ministerio de Minas y Energía informa que a Colombia le quedan 7,2 años de reservas de gas, información a corte de 31 de diciembre del 2022. Por lo cual, es muy probable que en un futuro no muy lejano el país enfrente una crisis energética [18], siendo preponderante la búsqueda de alternativas como el presente proyecto de grado, que tiene como finalidad apoyar la transición energética y que esta pueda ser un soporte que garantice la seguridad energética del país en un futuro.

El presente proyecto de grado utiliza el software PVSyst en su versión 8.0 acorde a la descripción brindada por el fabricante es un software para dimensionar sistemas solares fotovoltaicos (SSFV), está diseñado para que sea utilizado por arquitectos, ingenieros e investigadores. Incluye una ayuda contextual detallada, que explica detalladamente el

procedimiento y los modelos utilizados, ofrece un enfoque ergonómico con orientación en el desarrollo de proyectos. PVsyst permite importar metadatos de una decena de fuentes diferentes, así como datos personales [19]. Este Software es utilizado en la actualidad para realizar múltiples proyectos [20] en los cuales busca simular el funcionamiento de un sistema fotovoltaico bajo unas condiciones determinadas, se entiende que la transición energética de energías fósiles a energías renovables es necesaria, por lo tanto, múltiples proyectos son desarrollados en esta misma temática bajo condiciones de operación propias de cada proyecto [21].

Para conocer de antemano las condiciones potenciales de la zona, se utiliza el software Global Solar Atlas (GSA) el cual, es una página online impulsada por entidades importantes como la CFI (Corporación Financiera Internacional) y el Banco Mundial. Esta unión de entidades han facilitado al GSA, adicionando unas capas con datos SIG (Sistema de información geográfica) y mapas globales, regionales y nacionales, para respaldar la viabilidad del uso en varios países de la energía solar. El GSA es patrocinado en el Programa de Asistencia para la Gestión del Sector Energético (ESMAP, sigla en inglés), que siendo un fondo fiduciario con varios donadores es dirigido por el Banco Mundial y cuenta con el apoyo de 13 contribuyentes bilaterales oficiales. ESMAP Forma parte de un impulso global que busca realizar el mapeo de Recursos principalmente enfocado en las energía renovables [22].

Otro software para tener en cuenta es Solargis, conocido a nivel mundial como proveedor de datos solares y servicios inherentes a la evaluación de energía solar. Solargis ha preparado el GSA para dar cumplimiento al contrato con el Banco Mundial, basándose en datos de recurso solar de su propiedad [22] .

El objetivo principal del GSA es proporcionar acceso rápido y fácil a datos sobre recursos solares y potencial de energía fotovoltaica a nivel mundial. En la sección de descargas del Software GSA se pueden encontrar capas con sistemas de información geográfica y mapa

temático que evidencia el potencial solar [22]. En la actualidad el GSA es utilizado en varios proyectos e investigación [23].

El presente trabajo de grado plantea el uso de un sistema híbrido de energía con fuente fósil (gas natural) y energía renovable. Los sistemas híbridos son originados a partir de dos o más sistemas de generación, una de las fuentes puede ser de origen convencional y la otra fuente puede ser a partir de energías renovables, con esto, se garantiza un suministro continuo de servicio eléctrico [24]. Estos sistemas híbridos representan una solución potencial a la utilización eficiente de la energía [25], simulaciones realizadas para el campo petrolero Messla en la cual, se pasa de tener un sistema de generación de energía eléctrica a partir de una turbina alimentada con gas a un sistema híbrido entre la turbina a gas y una planta solar fotovoltaica. Lo anterior, permite evidenciar en la simulación realizada que el sistema híbrido provee la energía necesaria para el buen funcionamiento del campo y esta se da de manera continua. La simulación también evidencia mejoras en el desempeño de la planta de energía (turbina de gas), reduce los tiempos de carga, hay un ahorro en la potencia de salida y en el flujo masico de gas requerido por la turbina de gas [26].

La obtención de energía fotovoltaica supone una mejora en el sistema [27] ya que con la energía de gas se soluciona el problema de la intermitencia que se tiene a partir de las energías renovables, y la energía renovable solar fotovoltaica y su integración como sistema híbrido suministra energía en horas principalmente de la mañana cuando hay más horas de sol disponible. Acorde a lo establecido por J.E.U. Erazo y A.J.M. Peralta un sistema híbrido de energía trae múltiples beneficios a las entidades que lo implementan y entre esos se resalta que pueden ser más rentables debido a la infraestructura compartida [28].

Por lo general, los proyectos económicamente evalúan el valor presente neto del proyecto, tasa interna de retorno y el retorno de la inversión, siendo esta la base para calcular económicamente la viabilidad del proyecto [29]. Hay que tener en cuenta que hay otros

factores bien podrían afectar el aspecto económico del proyecto como lo son los incentivos tributarios, impuestos, aranceles entre otros [30].

El TMY (Typical Meteorological Year, siglas en ingles) representan los patrones climáticos y sus variaciones a lo largo del año, este es comúnmente utilizado para evaluar la producción energética anual y estimar su variabilidad característica. El TMY esta basado en una serie de datos con valores horarios con medias distribuciones de frecuencia y correlaciones similares a las del mes calendario analizado. Algunos de estos valores son temperatura del sitio respecto a la altura del mar, velocidad del viento, la irradiación global horizontal, y lo que busca es determinar cuál es el estado meteorológico más común del mes analizado [25]. El presente trabajo de grado tendrá en cuenta para la simulaciones realizadas en PVsyst V 8.0 el uso de TMY de la base de datos de Meteonorm y NASA, las cuales son ampliamente utilizadas para estudiar proyectos solares fotovoltaicos [31].

El TMY tiene en cuenta factores ambientales del sitio donde se va a ejecutar el proyecto, así mismo, es preponderante tener en cuenta factores propios del sistema solar fotovoltaico a implementar, por esta razón se utiliza el factor de forma para verificar la funcionalidad de cada panel solar y que funcione de manera apropiada.

El factor de forma proviene de la curva V (Voltaje), I (Intensidad de corriente) , el cual muestra gráficamente lo cuadrada que puede ser la relación V \* I [32]. El factor de forma se mide en términos de porcentaje y se obtiene a través de la ecuación:

$$FF = \frac{V_{mp} \times I_{mp}}{V_{oc} \times I_{sc}}$$

Donde:

**Vmp:** Voltaje en e punto de máxima potencia.

**Imp:** Corriente en el punto de máxima potencia.

**Voc:** Voltaje en circuito abierto.

**Isc:** Corriente de corto circuito.

Consiste en dividir la potencia máxima de un panel solar ( $P_{max}$ ) entre el producto obtenido de la tensión de circuito abierto ( $V_{oc}$ ) y su corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ). Un factor de forma alto nos indica un panel con menos pérdidas y más eficiente, este directamente refleja la capacidad del panel solar para convertir la luz solar en energía, esto gracias a que muestra la operatividad de un panel cerca de su máxima potencia de salida posible [33].

Otra característica fundamental a tener en cuenta al momento de evaluar proyectos solares es el PR (Performance Ratio) o coeficiente de rendimiento, este mide en un sistema solar fotovoltaico la eficiencia con la que es convertida la irradiación solar en energía eléctrica. Este coeficiente se expresa en términos de porcentaje y muestra cual es la diferencia que existe entre la energía real generada y la energía que teóricamente podría generarse bajo condiciones estándar ( $1000 \text{ W/M}^2$ ,  $25^\circ\text{C}$  y  $1.5 \text{ AM}$ ). Estas condiciones están definidas en la Norma IEC EN 61724 [34], donde el coeficiente permite normalizar valores y comparar distintos proyectos solares.

Cabe aclarar que el factor de forma está enfocado a la eficiencia interna del panel solar y es comúnmente utilizado para medir características del panel de forma individual y ver si este está funcionando correctamente, mientras que, el performance ratio está enfocado al proyecto solar fotovoltaico completo, ya que, normaliza sus valores y permite comparar la eficiencia entre proyectos solares.

La degradación de los paneles solares se ve influenciado por factores operativos y ambientales y la eficiencia de estos disminuyen debido a esta degradación y variables como la radiación ultra violeta recibida. Al término de 20 años, un panel solar puede disminuir su rendimiento entre un 18% a un 20%, la fiabilidad y durabilidad de los paneles solares fotovoltaicos depende de la calidad de sus componentes, del manejo del sombreado y de su mantenimiento adecuado. La degradación se pueden agrupar en 4 grupos importantes [35]:

- Humedad y Corrosión: ambientes húmedos y salinos tienden a acelerar la corrosión de los componentes metálicos, afectando las conexiones eléctricas y estructuras de los paneles solares.
- Exposiciones a condiciones extremas del clima: Condiciones climáticas extremas como inundaciones, tormentas, sequías y altas temperaturas, son eventos climáticos que afectan negativamente a los paneles solares.
- Altas temperaturas y radiación UV: Olas de calor extrema pueden influenciar de manera negativa los materiales utilizados en los paneles solares y la radiación ultravioleta de manera permanente e intensa puede causar afectación en el rendimiento.
- Mantenimiento deficiente y diseño inadecuado: El no realizar una limpieza adecuada y regular a los paneles solares y a las conexiones eléctricas puede generar acumulación de suciedad, lo que propicia la corrosión de las partes metálicas del sistema.

Hay varias formas de medir la degradación y desgaste que existen en los paneles solares y una de esas mediante la medición de la curva  $V \cdot I$  [36] que permite identificar variaciones en parámetros como la corriente de corto circuito, la tensión de circuito abierto, el punto de máxima potencia y el factor de llenado, siendo una herramienta que permite diagnosticar el rendimiento y posibles fallos en los paneles fotovoltaicos.

En la actualidad, uno de los principales desafíos asociados a los paneles solares es su disposición final. Si bien estos pueden clasificarse como RAEEES (Residuos de Aparatos Eléctricos y Electrónicos), existen diversos proyectos e investigaciones orientados a definir qué hacer con ellos una vez finaliza su vida útil. Una de las alternativas estudiadas es el reciclaje del silicio, el cual debe someterse a un proceso de purificación para eliminar dopantes, oxígeno y nitrógeno. Una vez purificado, este material puede reincorporarse al proceso productivo [37]. Una iniciativa de innovación en Italia a través de un tratamiento termo mecánico que consiste en el desmontaje manual del marco de aluminio y la caja de conexiones, seguido del corte de los paneles en piezas más pequeñas. Luego, estas piezas atraviesan un horno de paso continuo con recuperación de calor, donde la temperatura

degrada el encapsulante (EVA) sin fundir los materiales, permitiendo la separación de capas. Finalmente, se recuperan materiales valiosos como silicio, cobre y plata con una eficiencia del 87 %, alcanzando niveles de pureza adecuados para su reutilización en nuevas aplicaciones [38] . En Gales, se está avanzando bastante bien con el Circular Solar Program (CSP) implementado por ellos, en el cual, se han potenciado los proyectos que tenían a escala para dar solución al reciclaje de paneles solares, y han mostrado tener proyectos funcionando en los que el 100% de paneles son reciclados. El proyecto tiene el potencial de sacar de disposición final 10000 toneladas por año de paneles que se consideraban desperdicio [39], y en temáticas de proyección nos preparamos para dar una adecuada disposición final de los mismos una vez el proyecto concluya.

Este tipo de proyectos podrían ser tomados en cuenta para aplicar a bonos de carbono o también conocido como el mercado de los CER (Certificados de reducción de Emisiones), los bonos de carbono representan la reducción de 1 tonelada métrica de los gases de efecto invernadero compensado por 1 tonelada métrica de emisiones generada en otro lugar [40]. Para participar en el mercado de bonos de carbono, ya sea como vendedor o comprador, es necesario contar con una certificación. El proceso para obtener dicha certificación inicia con la formulación y planeación del proyecto, definiendo su propósito y alcance. Posteriormente, se debe superar una aprobación preliminar que otorga luz verde a la iniciativa.

El siguiente paso consiste en la validación del proyecto mediante una auditoría realizada por una entidad externa independiente. Si el proyecto cumple con todos los requisitos establecidos, se aprueba formalmente. A partir de ese momento, la empresa certificadora debe realizar un seguimiento continuo del proyecto, lo que incluye auditorías periódicas para mantener actualizada la certificación [41].

Este proceso conlleva una serie de costos significativos. Las empresas patrocinadoras del presente trabajo de grado contaban previamente con una certificación para un proyecto específico orientado a la venta de bonos de carbono. Sin embargo, debido a la necesidad

de contar con auditorías externas y organismos certificadores avalados, este tipo de certificación resulta económicamente viable únicamente para proyectos de gran escala. En el caso de iniciativas de menor envergadura, los costos asociados pueden superar los beneficios, dificultando su implementación.

En su experiencia previa, las empresas patrocinadoras obtuvieron la certificación para comercializar CERs (Certified Emission Reductions), incurriendo en un costo aproximado de COP \$230.000.000 en ese momento. Al aplicar una Tasa de Mercado Representativa (TMR) actual de COP \$4.200, este valor equivaldría a aproximadamente USD \$54.761,90.

## **5. METODOLOGÍA**

La metodología propuesta permite abordar el análisis de la viabilidad técnica y el impacto económico del proyecto, garantizando que los resultados obtenidos sean verificables y se cumpla con los objetivos propuestos en el presente trabajo de grado. A continuación, se describen los pasos y herramientas que se han utilizado y nos resultaran de ayuda para el desarrollo de los objetivos del trabajo de grado.

### **5.1.1. Recopilación de información inicial.**

Esta fase del proyecto se centra en la recopilación de información sobre la situación energética actual del campo petrolero Corrales. Por ello, este trabajo de grado se estructurará como un documento cerrado ante la universidad, incorporando datos operativos proporcionados, con la debida autorización, por parte de las empresas PBI SAS ESP (prestador del servicio de generación eléctrica) y NIKOIL CORP (operador del campo petrolero). Además, se incluyen mediciones de la demanda energética del campo y de la irradiación solar obtenidas mediante el software PVSyst y Global Solar Atlas. Las principales actividades contempladas en esta etapa son:

### **5.1.2. Autorización manejo de datos:**

Por medio de un documento se pide autorización a la empresa patrocinadora del proyecto NIKOIL CORP, y PBI SAS ESP, donde otorgan autorización y libertad para poder usar los datos para la evaluación del presente trabajo de grado estas se encuentran en el **Anexo 1. Autorizaciones.**

### **5.1.3. Situación energética del campo petrolero Corrales.**

Mediante datos suministrados por las empresas PBI SAS ESP (prestador del servicio de generación eléctrica) y NIKOIL CORP (operador del campo petrolero), se hace una revisión de los informes diarios de producción, que proporcionan datos históricos sobre la

producción de gas, flujo de gas inyectado al gasoducto, y el consumo energético del campo. Estos informes incluyen detalles sobre la energía eléctrica consumida por la operación de crudo y gas, así como el volumen de gas utilizado en los moto-generadores, con esto, se establece el estado actual energético del campo petrolero corrales frente a el gas extraído y energía eléctrica requerida por el campo. Se solicitan los siguientes datos para realizar el diagnostico energético:

- Producción de gas natural del campo petrolero corrales
- Inyección de gas natural a gaseoducto
- Poder Calorífico del gas
- Diagrama de medidores de los procesos del campo
- Demanda eléctrica del campo
- Demanda eléctrica en operación de crudo
- Demanda eléctrica en operación de tratamiento de gas
- Diagrama sencillo de generación y alimentación eléctrica del campo
- Consumo de gas combustible para la generación

#### **5.1.4. Visitas de campo:**

Se realizan visitas técnicas al campo Corrales para inspeccionar la infraestructura existente y el sitio propuesto para la instalación de la planta solar fotovoltaica. Durante estas visitas, se toman mediciones eléctricas con pinzas amperimétricas y se realizan registros fotográficos y de video con dron, para evaluar el espacio disponible y la configuración actual de la red eléctrica del campo , esta información pueden ser apreciada en el **Anexo 3. Licencias de Software e imágenes relacionadas al proyecto, Anexo 4. Informe produccion - Corrales mayo 27-2024 y Anexo 7. Visita de Campo.**

#### **5.1.5. Evaluación del recurso Solar.**

La segunda fase se centra en evaluar el potencial solar del sitio donde se proyecta realizar la instalación de la planta solar fotovoltaica. Para ello, se utilizan fuentes de datos como

páginas web especializadas y los datos proporcionados por el Software PVSyst 8.0 y su respectivo TMY (Typical Meteorological Year), esto, teniendo en cuenta la posición geográfica del lugar seleccionado para el proyecto:

#### **5.1.6. Datos de irradiación tomados de la web:**

Mediante herramientas de la web como la página de internet <https://globalsolaratlas.info/> y usando las coordenadas del sitio tomadas desde google maps, se obtienen datos específicos sobre las condiciones solares en el sitio del proyecto , esto para determinar la viabilidad inicial del proyecto frente a las empresas interesadas en su realización. Es de recalcar que GSA es un software ampliamente utilizado y fiable para el desarrollo de SSFV como se evidencia en el marco teórico del presente trabajo de grado. A través del Global Solar Atlas se obtienen datos específicos durante un periodo entre 01/01/2023 – 27/05/2024, donde se descargan las condiciones meteorológicas, e irradiación solar y mediante los datos publicados por la universidad de Oregón se especifica la trayectoria solar del sitio [42]. Estos datos fueron fundamentales para iniciar el análisis técnico del proyecto y, en una primera fase, se utilizaron en conjunto con la operadora del campo para demostrar que el sitio contaba con un potencial solar suficiente para viabilizar el sistema solar fotovoltaico. Los datos serán importantes para ajustar de ser necesario las simulaciones realizadas en PVSyst, y garantizar que la planta fotovoltaica refleje una condición más realista del campo [43].

#### **5.1.7. Datos de PVSyst:**

Se utiliza el software PVSyst V 8.0 , que permite importar datos meteorológicos de diferentes fuentes, como Meteonorm 8.1, NASA-SSE, PVGIS TMY, Solargis TMY,NASA TMY entre otros [44]. El software ayuda a crear un modelo base de la producción de energía eléctrica de la planta solar fotovoltaica, tomando en cuenta la irradiación solar, la inclinación de los paneles, y perdidas del sistema.

### **5.1.8. Solicitud de propuestas técnico-económicas a empresas especializadas**

Una vez evaluado el potencial solar y teniendo una idea de su viabilidad se solicitan a dos empresas especialistas en el sector con amplia experiencia en la implementación de sistemas solares fotovoltaicos, propuestas técnico-económicas, las cuales entran a ser evaluadas por los desarrolladores del presente trabajo de grado. Estas propuestas pueden ser halladas en el **Anexo 2. Propuestas**.

Se carga el software PVSyst V 8.0 con datos suministrados por las empresas proponentes, para ejecutar la construcción del sistema solar fotovoltaico (SSFV), esta información proviene de propuestas comerciales hechas a PBI SAS ESP , donde una de estas tiene proyectado ejecutar la construcción de la planta, se comparan los resultados obtenidos de la simulación realizada en el software PVSyst, contra lo que indican las empresas oferentes, utilizando los mismos datos técnicos de las propuestas realizadas.

### **5.1.9. Análisis y resultados de propuestas:**

En este paso de la metodología entramos a analizar las propuestas proporcionadas por las empresas especializadas en los ámbitos técnicos y económicos en su fase de prefactibilidad.

### **5.1.10. Análisis técnico de las propuestas- simulación en PV-Syst.**

Una vez teniendo las propuestas se realizará la simulación en PV-Syst de los sistemas solares fotovoltaicos planteados en ambas propuestas, en la cual se determina la similitud en los resultados y el factor de forma de los paneles solares fotovoltaicos utilizados.

### **5.1.11. Análisis económico de las propuestas.**

La viabilidad económica es basada en los parámetros entregados en las propuestas recibidas por las empresas oferentes del montaje, y viabilidad financiera es un punto esencial para el proyecto, en esta evaluación se toman en cuenta las siguientes técnicas financieras estándares como:

- **Flujo de Caja:** Se realizará un análisis financiero con un flujo de caja [45] desglosado por un periodo de 30 años (360 meses) para el proyecto SSFV, y 10 años para la planta de generación eléctrica usando gas natural, teniendo en cuenta las inversiones (CAPEX) definidas por la propuesta seleccionada para el proyecto SSFV, costos operativos y de mantenimiento (OPEX), y los ingresos que se tendrían por la venta de gas adicional por no quemar gas en los moto-generadores de gas natural, e ingresos por tarifa definida (\$COP/KWH) por venta de energía [46]. También se calcula el ahorro energético que se obtendría en comparación con la situación actual de generación que tiene el campo [47].
- **Análisis de TIR y VPN:** Se calcula la tasa interna de retorno (TIR), y el valor presente neto (VPN) del proyecto, con el fin de determinar la viabilidad económica. La meta es que el proyecto obtenga una TIR de al menos el 9.5% superior a la tasa de interés del banco de la república a 21/05/2025 de 9.5% anual, lo que asegura su rentabilidad a mediano y largo plazo [48]. Por mutuo acuerdo con las empresas interesadas en el proyecto (NIKOIL CORP Y PBI SAS ESP) se utilizó la tasa del Banco de la República como referencia neutral y conservadora ante la falta de información financiera detallada para calcular el WACC de la empresa PBI SAS ESP. En este caso, no se contó con acceso formal a toda la información financiera confidencial de PBI SAS E.S.P y NIKOIL CORP. Esta tasa permite establecer un umbral mínimo de rentabilidad aplicable al entorno económico nacional.
- **Análisis de escenarios:** Se evaluarán diferentes escenarios de precios de gas, demanda energética y costos de inversión para identificar los riesgos financieros asociados y las oportunidades de optimización.

Para la evaluación de factibilidad de las propuestas, se evalúan los siguientes criterios:

- Precio de gas de comercialización.
- Tarifa SSFV vs Tarifa planta de generación gas natural con proyecciones.
- Inversión (CAPEX) total del proyecto

- OPEX (Costos fijos y variables) durante la operación y mantenimiento del proyecto con proyecciones indexadas.
- Tiempo de amortización máximo 10 años en el escenario de financiación para el SSFV, y planta de generación a gas 5 años.
- Costo de inversión del proyecto (5 años con valor del dinero del 1% mensual planta de generación a gas, y 10 años con valor del dinero del 0.83% mensual para SSFV).
- Proyecciones de precio de gas natural de venta de comercialización.
- El proyecto del SSFV será corrido financieramente por un periodo de 30 años (360 meses) vida útil del SSFV.
- No se contempla depreciación en el proyecto.

#### **5.1.12. Selección de mejor la mejor propuesta y análisis ambiental**

El grupo desarrollador del trabajo de grado entra a evaluar cual es la mejor propuesta realizada por los oferentes y más viable a la hora de realizar la revisión de prefactibilidad. Ver esto en el **Anexo 2. Propuestas.**

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos del análisis económico, se procede a seleccionar la mejor propuesta de las dos propuestas recibidas por parte de las empresas oferentes para la ejecución del proyecto fotovoltaico, esta propuesta es seleccionada principalmente por lineamientos económicos y técnicos, costo/beneficio energético ofrecido, conforme a la necesidad energética que tiene el campo petrolero Corrales.

#### **5.1.13. Análisis ambiental de la propuesta seleccionada**

Una vez seleccionada la mejor propuesta, de esta se realiza el análisis ambiental de lo que representaría implementar el proyecto en términos de disminución de emisiones de CO<sub>2</sub>e, haciendo uso de la calculadora de la UPME FECOC (Factores de Emisiones de Combustibles), se analiza de manera superficial lo que representaría la venta de este proyecto en el mercado de bonos de carbono.

#### 5.1.14. Conclusiones

De los resultados y análisis obtenidos se realizan conclusiones del presente trabajo de grado desarrollado.

Herramientas para utilizar:

- **PVSyst V8.0:** Con el presente software se simulará el sistema fotovoltaico tomando en cuenta información de las propuestas enviadas por las empresas E y C.
- **Microsoft Office Excel:** Se realizarán los respectivos análisis financieros.
- **Global Solar Atlas:** Datos de irradiación solar para la evaluación del sistema.
- **Dron:** Se utiliza para analizar posibles objetos que generen sombras en sitio.
- **Pinza Amperimetrica:** Fluke 376

El soporte de esta información puede ser revisado en el **Anexo 3. Licencias de Software e imágenes relacionadas al proyecto.**

## **6. ANALISIS Y RESULTADOS**

### **6.1.1. Recopilación de información inicial**

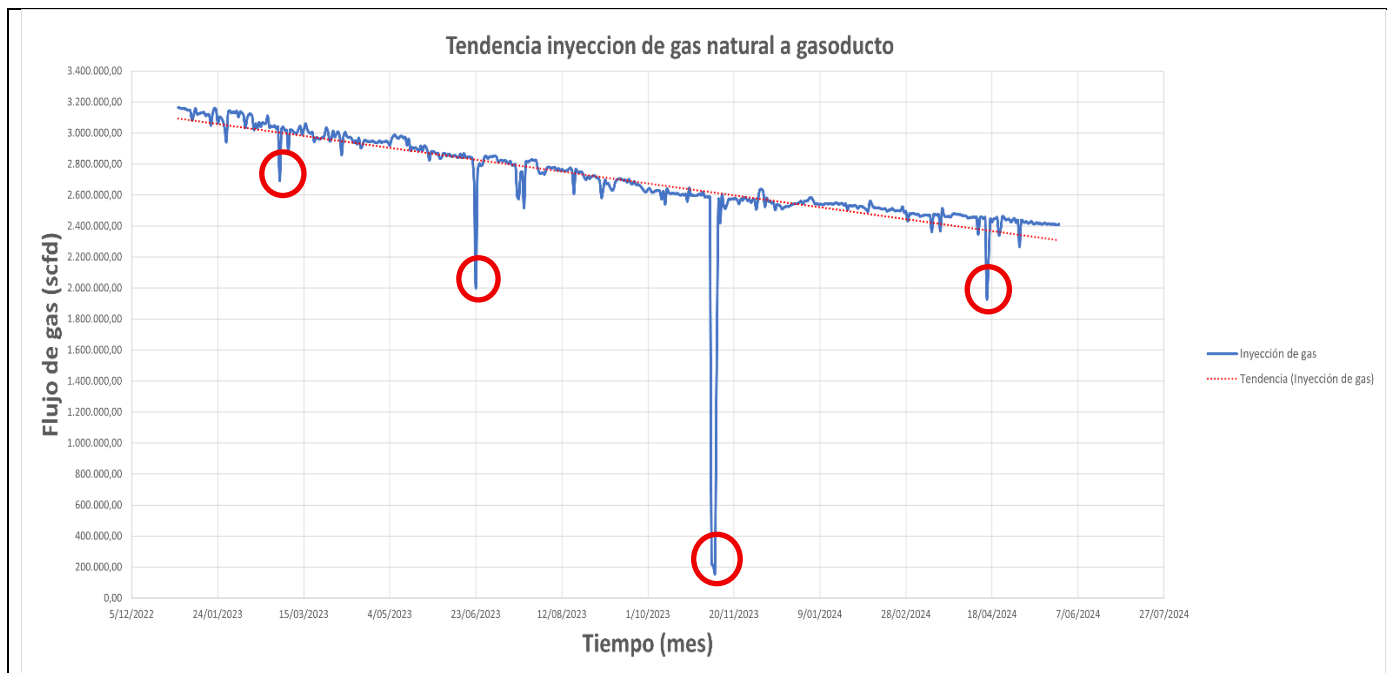
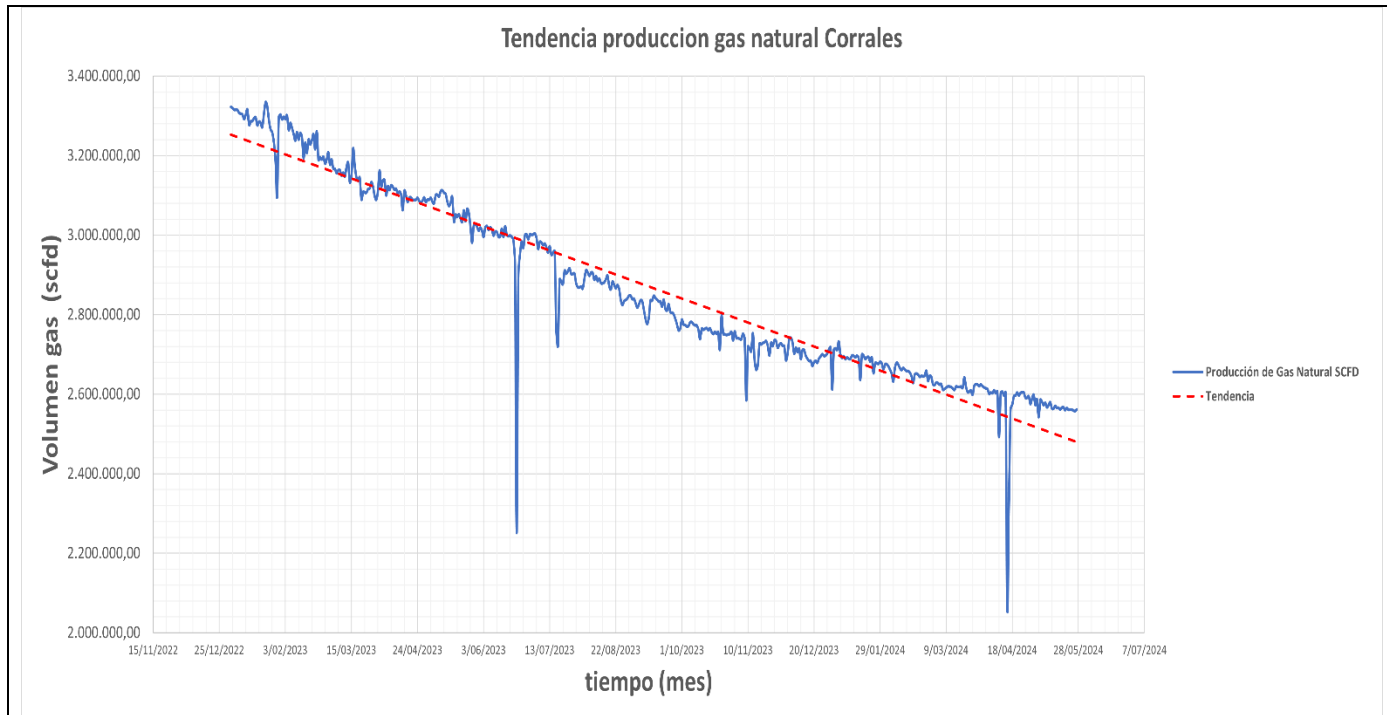
### **6.1.2. Autorización manejo de datos**

Las empresas patrocinadoras del proyecto, PBI SAS ESP y NIKOIL ENERGY CORP, han otorgado la autorización necesaria para gestionar todos los datos operativos y administrativos requeridos. Esta autorización es fundamental para el desarrollo adecuado del proyecto, y los documentos que certifican este acuerdo se encuentran aprobados en el **Anexo 1. Autorizaciones.**

### **6.1.3. Situación energética del campo petrolero Corrales.**

Para el análisis de este proyecto, se tomó como línea base la información operativa del campo del período comprendido entre el 01/01/2023 y el 27/05/2024, donde se extrae toda la información relevante para realizar las simulaciones y respectivos análisis financieros para evaluar la viabilidad del proyecto. En el **Anexo 4. Informe producción - Corrales mayo 27-2024** y en el **Anexo 5. Graficas resumen informe de producción**, se puede consultar el informe diario de Producción Corrales, el cual, contiene detalles sobre el consumo de gas, inyección de gas al gasoducto, gas comprimido, energía suministrada a las operaciones de gas natural y crudo, así como el gas combustible consumido para autogeneración.

Acorde a los permisos y datos suministrados por las empresas PBI SAS ESP (prestador del servicio de generación eléctrica) y NIKOIL CORP (operador del campo petrolero) se estructuran los datos de gas natural en las **Figuras 1 y 2**, las cuales evidencian la tendencia decreciente de producción de gas natural en el campo corrales.



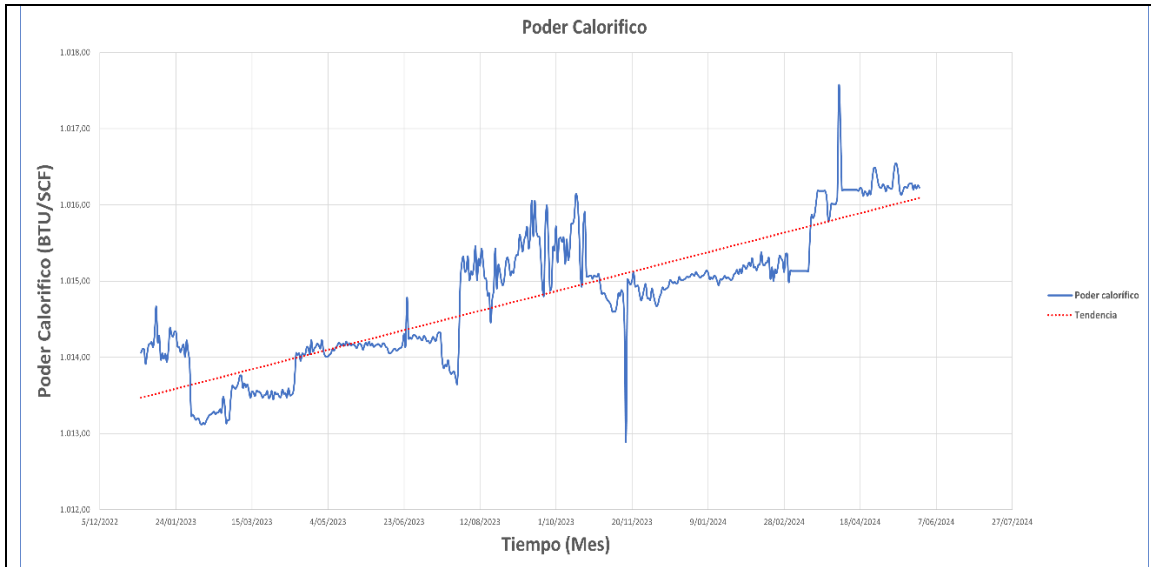
En relación con la producción de gas natural, la **Figura 1** muestra una tendencia decreciente. Además, se observa en la **Figura 2** que la inyección de gas natural al gasoducto mantiene una relación directa con la producción del campo. Los períodos de baja inyección ver **Anexo 5. Graficas resumen informe de producción**, se deben a mantenimientos programados en el sistema de compresión o a labores de mantenimiento externas realizadas por TGI (Transporte de Gas Internacional) para la limpieza del gasoducto [49]. En la **Figura 2** en círculos rojos se identifican algunas paradas parciales del sistema de compresión, ocurridas debido a actividades de mantenimiento o fallas mínimas, en fechas como el 01/03/2023, 26/06/2023 y 15/04/2024. Adicionalmente, durante el período evaluado, se registró una falla general el 09/11/2023, que ocasionó la detención completa del sistema de compresión. Como consecuencia, se interrumpió la inyección de gas al gasoducto y, por motivos de seguridad, todo el gas tuvo que ser redirigido hacia los sistemas de alivio o la tea [50].

Se ha identificado también un incremento en el poder calorífico del gas a medida que disminuye la producción del campo, un fenómeno típico en yacimientos en fase de agotamiento [51], esto puede ser revisado en la **Figura 3**. El promedio del poder calorífico durante el periodo analizado fue de 1,014.78 BTU/scf, esto significa que por cada pie cúbico estandar de gas natural se libera 1,014.78 BTU de energía al quemarse completamente.

Se interterpreta de la siguiente manera:

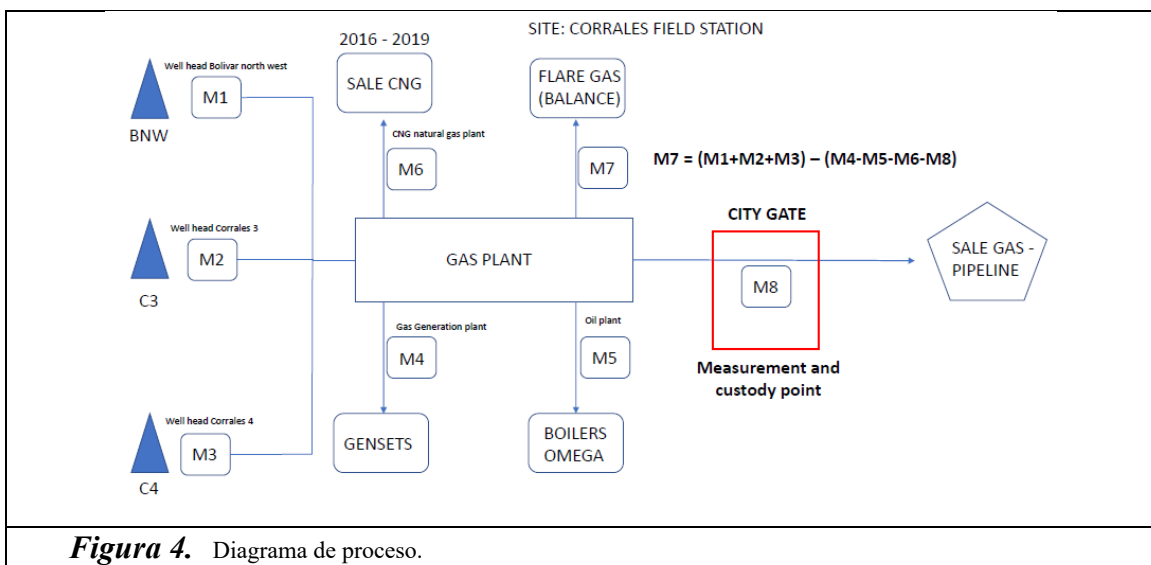
- **BTU** = British Thermal Unit, una unidad de energía.  
1 BTU  $\approx$  la energía necesaria para aumentar la temperatura de 1 lb de agua en 1 °F.
- **scf** = standard cubic foot (pie cúbico estándar), es el volumen de gas medido en condiciones estándar (normalmente 14.73 psia y 60 °F en la industria de gas en EE. UU., o 1 atm y 15.6 °C en algunos estándares).
- **BTU/scf** = indica cuánta energía hay en un pie cúbico de gas natural cuando se quema

Los datos son obtenidos mediante sistemas de medición certificados, cuya disposición se presenta en el diagrama adjunto en el **Anexo 4. Informe producción - Corrales mayo 27-2024.**



**Figura 3.** Poder Calorífico.

La data registrada en esta información es medida por sistemas de medición debidamente certificados distribuidos de la siguiente manera, representados en la **Figura 4:**



**Figura 4.** Diagrama de proceso.

En la **Figura 4** se presenta el diagrama del proceso de la planta de gas natural ubicada en el campo Corrales. El gas fluye desde su origen, los pozos productores C4 (Corrales 4), C3 (Corrales 3) y BNW (Bolívar North West), hacia la planta de gas, donde es procesado y distribuido hacia diversos usos:

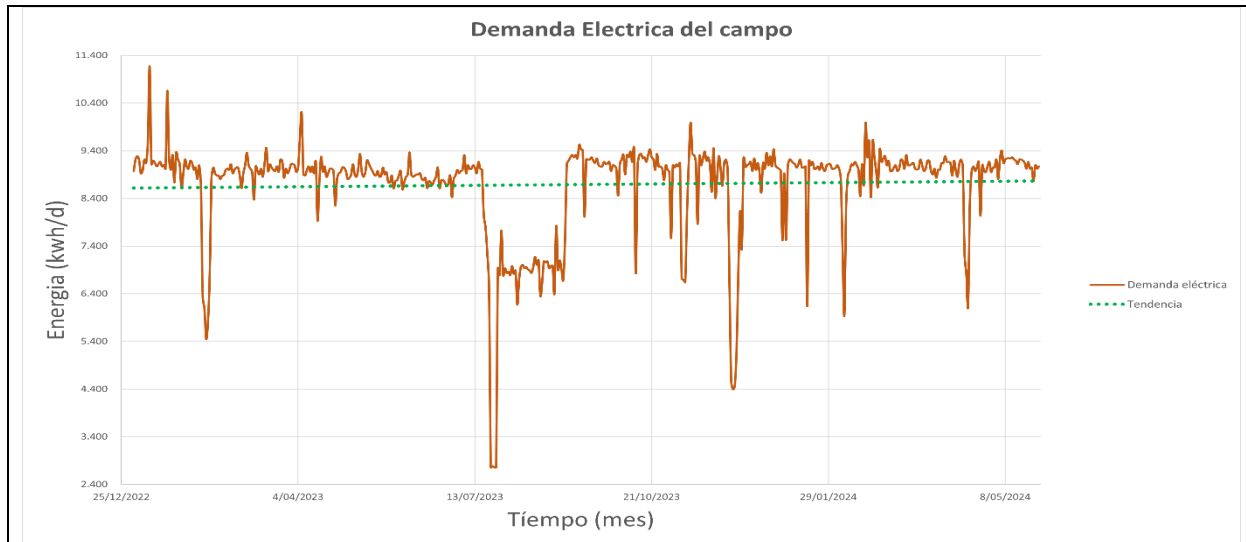
- **M6:** Venta de gas virtual como GNC.
- **M7:** Sistema de alivio o tea (flare).
- **M4:** Generadores de gas.
- **M5:** Calderas para el tratamiento de crudo.
- **M8:** Gasoducto para comercialización, ETC (Estación de transferencia y custodia).

En caso de emergencia, el gas excedente es redirigido al sistema de alivio (flare) y medido en el punto **M7**. La **Figura 4** evidencia un sistema integrado que optimiza el aprovechamiento del gas natural, reduciendo desperdicios y maximizando su uso en aplicaciones diversas.

La información de todos estos sistemas de medición representados en la **Figura 4** está adjunta en el siguiente proyecto en el **Anexo 4. Informe producción - Corrales mayo 27-2024**.

#### **6.1.4. Datos energía eléctrica**

La demanda eléctrica total del campo se muestra en la **Figura 5**, correspondiente al período seleccionado. Se observan caídas en la demanda debido a mantenimientos en los pozos de producción, con una demanda media de 8694 KWh/día, y picos máximos y mínimos de 11171 KWh/día y 2760 KWh/día, respectivamente.

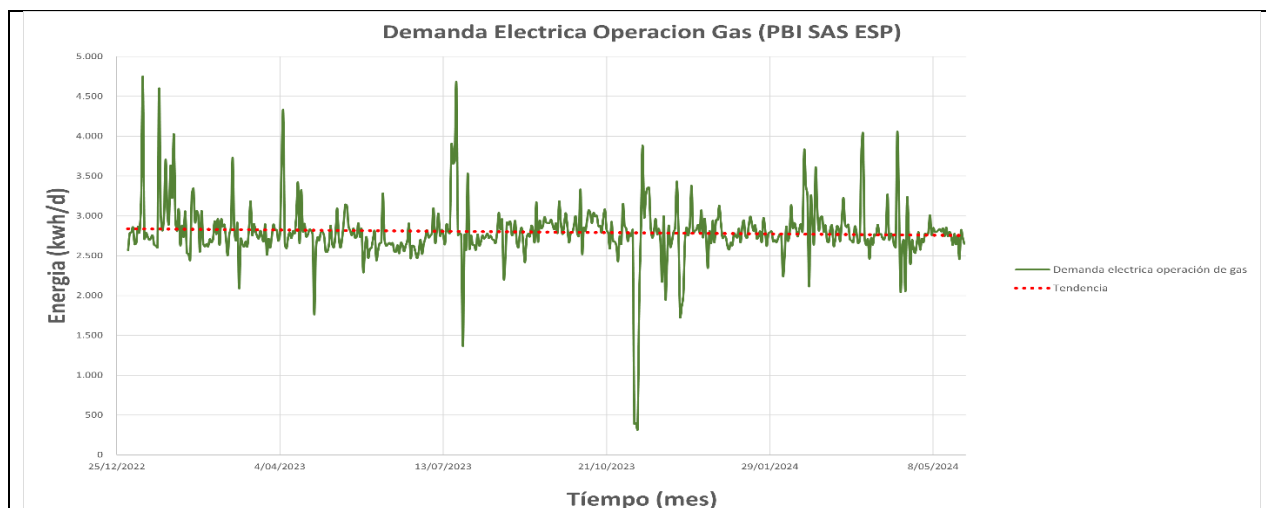


**Figura 5.** Demanda eléctrica del campo

### 6.1.5. Demanda Eléctrica en Operación de Crudo

La operación de producción de crudo (petróleo) son procesos realizados con el petróleo en el que se busca separar sus componentes útiles y generar bienes de valor. La media de demanda en esta operación en el campo Corrales es de 5897 KWh/día, con máximos de 6915 KWh/día y mínimos aproximados de 0 KWh/día, siendo las variaciones causadas por mantenimientos en los pozos, esta demanda se puede observar en la

**Figura 6.**



**Figura 6.** Demanda eléctrica operación gas.

### **6.1.6. Demanda Eléctrica en Operación de tratamiento de Gas**

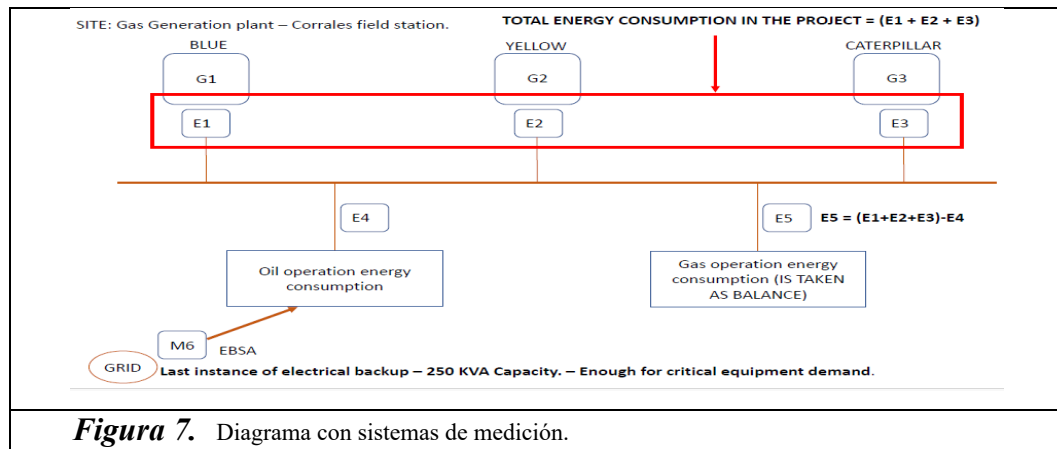
Es la menor demanda eléctrica de todas las operaciones en el campo, debido al uso de motores de combustión interna de gas natural en la compresión, con una media de 2796 KWh/día, y picos máximos de 4746 KWh/día y mínimos de 321 KWh/día. Los picos bajos corresponden a mantenimientos en el centro de compresión y en equipos de tratamiento de la planta de gas.

Debido a la naturaleza fluctuante de las cargas, es fundamental que el sistema solar fotovoltaico (SSFV) propuesto esté sincronizado con el sistema de generación a gas natural. Esto permitirá que el sistema de generación a gas gestione eficientemente los picos de demanda que puedan surgir ocasionalmente en el campo. El sistema solar fotovoltaico (SSFV) busca reducir parcialmente la demanda eléctrica del campo, para mayor análisis revisar el **Anexo 4. Informe producción - Corrales mayo 27-2024** y **Anexo 5. Graficas resumen informe de producción.**

Las cargas fluctuantes son el resultado de variaciones de cargas eléctricas en la operación general del campo, las cuales suelen ocurrir cuando ciertos equipos o sistemas se apagan y encienden debido a los requerimientos operativos. Este comportamiento genera una alteración en la carga del sistema, lo que provoca fluctuaciones en la energía demandada por el sistema eléctrico del campo. Estas variaciones pueden afectar la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico, ya que generan cambios abruptos en el suministro de energía que deben ser atendidos de manera oportuna por los sistemas de generación y distribución.

Los picos de demanda en el sistema son gestionados por los moto generadores a gas en sincronismo, ya que estos tienen la capacidad de ajustarse rápidamente para cubrir incrementos temporales en el consumo energético. Por otro lado, el sistema solar fotovoltaico (SSFV) operaría en modo de carga base, suministrando energía constante y continua durante las horas de mayor irradiación solar. De esta manera, el sistema

fotovoltaico reduce o incrementa la carga base, mientras los moto generadores de gas responden dinámicamente a las variaciones o picos de demanda, asegurando estabilidad y eficiencia en el suministro de energía. Es importante aclarar que se proyecta que el SSFV cubra aproximadamente el  $11,26\% \pm 2\%$  del consumo energético del campo. Por esta razón, los motogeneradores continuarían operando por encima del 50% de su capacidad, manteniéndose dentro de su rango óptimo de eficiencia. La operación en sitio garantiza que esta condición se cumpla de manera continua, estos datos pueden ser verificados en los siguientes Anexos: **Anexo 2**, **Anexo 4** y **Anexo 5**. La data registrada en esta información es medida por sistemas debidamente certificados distribuidos de la siguiente manera, representados en la **Figura 7**:



En la **Figura 7** se identifica un diagrama general de cómo se distribuye el sistema eléctrico en el campo Corrales, y se explica más de manera específica a continuación:

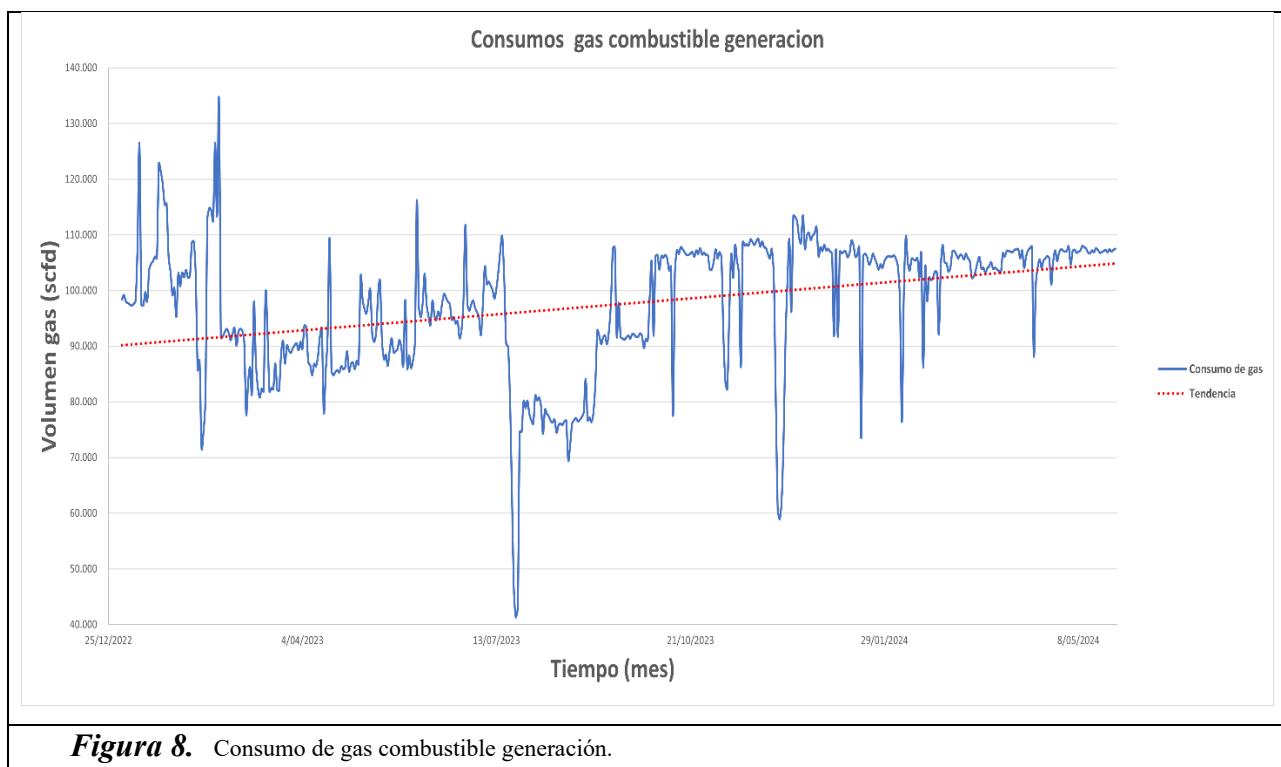
- **Generación:** Los generadores de gas natural G1, G2 y G3 producen energía de manera sincronizada (Medidores: E1, E2, E3).
- **Distribución:** Parte de esta energía se consume en operaciones de petróleo con su sistema de medición eléctrico (Medidor E4).
- **Balance:** El resto de la energía (E5) después de hacer el balance es utilizado en las operaciones de gas. El sistema eléctrico de operación de gas no cuenta con medidor de energía eléctrica.

$$E5 = (E1 + E2 + E3) - E4$$

- **Respaldo:** En caso de una emergencia o falla, el sistema cuenta con un respaldo eléctrico (GRID). El respaldo no está sincronizado con la planta de generación con gas natural, por tal motivo si llegase el caso de usarla es necesario hacer black out (apagado general) del campo, Ver **Anexo 4. Informe produccion - Corrales mayo 27-2024.**

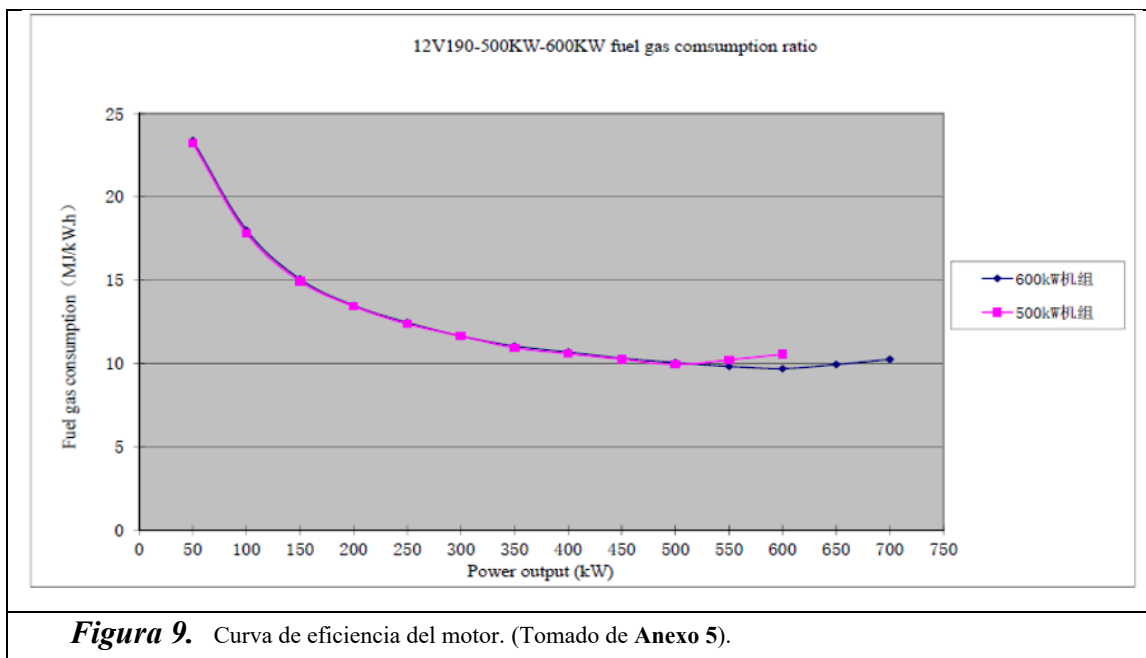
### 6.1.7. Consumo de gas combustible para la generación

Según los registros operativos obtenidos, se evidencia un incremento en el volumen del consumo de gas combustible en los grupos electrógenos que funcionan con gas natural durante el periodo analizado. Este aumento en la demanda de gas combustible está directamente relacionado con el incremento de la demanda eléctrica que tiene el campo, particularmente en las operaciones relacionadas con el procesamiento y/o operación de crudo, como parte de los esfuerzos por optimizar y aumentar la producción (ver **Figura 8**).



El consumo promedio de gas en estos motores, con un poder calorífico promedio de 1014,78 BTU/scf, es de 97512 scfd, con picos de 134400 scfd y mínimos de 41300 scfd.

Uno de los objetivos clave del proyecto es reducir este consumo mediante la implementación de un sistema híbrido solar fotovoltaico, disminuyendo la quema de gas en motores y permitiendo que el gas ahorrado se envíe al sistema de compresión para su posterior comercialización en el SNT (TGI). Estos cálculos se realizan utilizando la curva de eficiencia proporcionada por el fabricante de las máquinas (**Figura 9**), la cual se detalla a continuación:



**Figura 9.** Curva de eficiencia del motor. (Tomado de Anexo 5).

Para más detalles y esquemas de los sistemas de medición, ver **Anexo 4. Informe producción - Corrales mayo 27-2024** y **Anexo 5. Graficas resumen informe de producción.**

Para apoyar y entender un poco más el proceso de la planta generación y procesamiento de gas adjuntamos un video compartido por la operadora del campo donde se explica a detalle lo anteriormente mencionado, ver **Anexo 6. Proceso planta de gas corrales - medidores.**

#### 6.1.8. Visita a campo:

Los días 25, 26, y 27 de junio del 2024 se realiza visita de campo para conocer instalaciones de la planta de generación, y ubicación seleccionada para el proyecto solar fotovoltaico se

puede apreciar en la **Figura 10**. El registro fotográfico y videos están en el **Anexo 7. Visita de Campo** , este registro fue suministrado por la empresa PBI.



En la **Figura 10** podemos observar en el rectángulo rojo, la zona seleccionada donde se realizaría el proyecto del Sistema Solar Fotovoltaico (SSFV). En el rectángulo celeste se observa el área de compresión y tratamiento de gas natural. Se identifica que es una zona con una topografía un poco compleja, y un área montañosa alrededor.



En la **Figura 11**, podemos observar en el cuadro color naranja el área donde se encuentran actualmente los grupos electrógenos que generan energía eléctrica usando gas natural para todo el campo petrolero. En la actualidad se cuenta con tres generadores de gas natural, uno de marca Shandong 12v190 de 700 KW nominales, otro Shandong 6v190 de 260 KW nominales, y por último un generador Caterpillar G3412 de 360 KW nominales, para un total de potencia nominal instalada de 1320 KW. La ubicación propuesta para la planta solar fotovoltaica se encuentra cerca a los grupos electrógenos de gas natural. Esta cercanía no solo facilita su instalación y montaje, sino que también optimiza la integración operativa entre ambos sistemas, permitiendo una mejor coordinación en la generación de energía y reduciendo costos asociados al transporte y conexión de infraestructura.

Con las pinzas amperimétricas se mide el voltaje entregado por los grupos electrógenos, que es de 451.4 V. El voltaje fue medido con el objetivo de determinar el nivel de tensión con el que opera el sistema eléctrico del campo petrolero, y así identificar el tipo de inversores más adecuados para el diseño del SSFV. Cabe resaltar que ambos proponentes, Empresa E y Empresa C, realizaron visitas técnicas al sitio y validaron directamente el nivel de tensión existente en campo. Se toman registros de los sistemas de control y sincronismo que tienen las tres plantas de generación actual en el campo Corrales y a la vez se toman registros del consumo de gas combustible actual que tienen los grupos electrógenos en operación.



De esta manera se realiza un bosquejo aproximado de como quedaría el sistema solar fotovoltaico (Ver **figura 12**) en el área seleccionada que midiéndolo en campo tiene un área aproximada de 30 mts X 45 mts , ver **Anexo 2. Propuestas.**

Adicionalmente como parte de la información suministrada por el operador del campo se obtiene plano unifilar del sistema eléctrico actual, que se encuentra en el **Anexo 3. Licencias de Software e imágenes relacionadas al proyecto** del presente trabajo de grado. En este unifilar observamos cómo es la configuración eléctrica actual del campo Corrales. Y sirve como información esencial a la hora del montaje del Sistema solar fotovoltaico (SSFV) propuesta.

### 6.1.9. Evaluación de potencial solar de sitio seleccionado

#### 6.1.10. Datos de irradiación solar tomados de la web

Las coordenadas seleccionadas fueron tomadas con base a lo indicado por Google maps **Figura 13**. Las coordenadas seleccionadas fueron corroboradas por la fuente de información en el software Global Solar Atlas **Figura 14**.

Las coordenadas seleccionadas fueron las siguientes:  $05^{\circ}48'18''$ ,  $-072^{\circ}52'09''$  grados, 48 minutos, 18 segundos de latitud norte, y 72 grados, 52 minutos, 9 segundos de longitud oeste esto se puede apreciar en la **Figura 14**. Esta figura muestra el potencial solar y las condiciones del sitio seleccionado para el proyecto, permitiendo conocer con precisión el recurso energético solar y las variables climáticas específicas de dicho lugar.



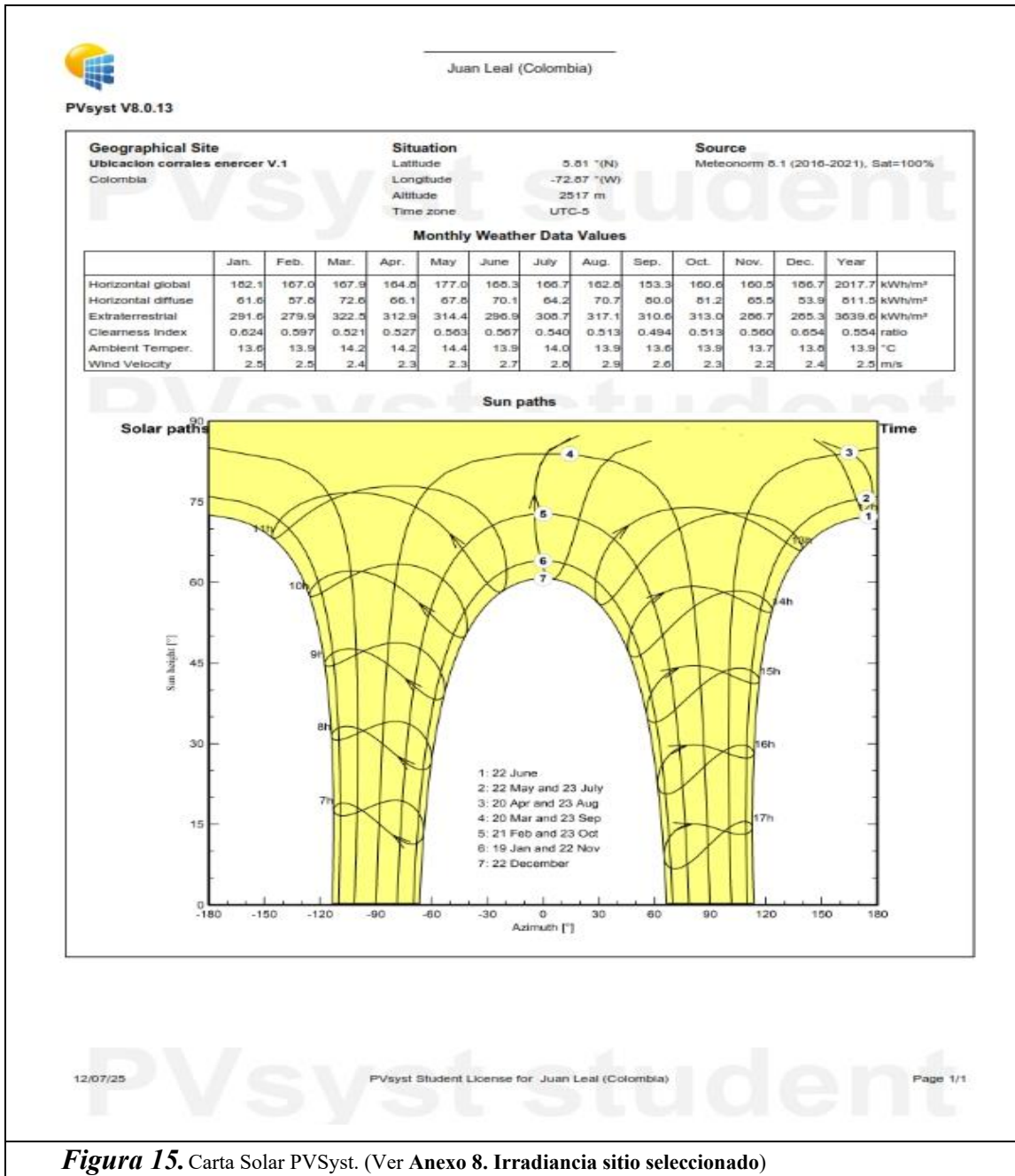
**Figura 13.** Ubicación del proyecto en Google Maps [52]



**Figura 14.** Ubicación del proyecto en global solar atlas [53]

### 6.1.11. Datos de software PVsyst:

A través del software PVsyst procedemos a buscar sitio seleccionado incluyendo las coordenadas en la pestaña de “Parámetros del sitio geográfico”, la data se puede observar a continuación en la **Figura 15**:



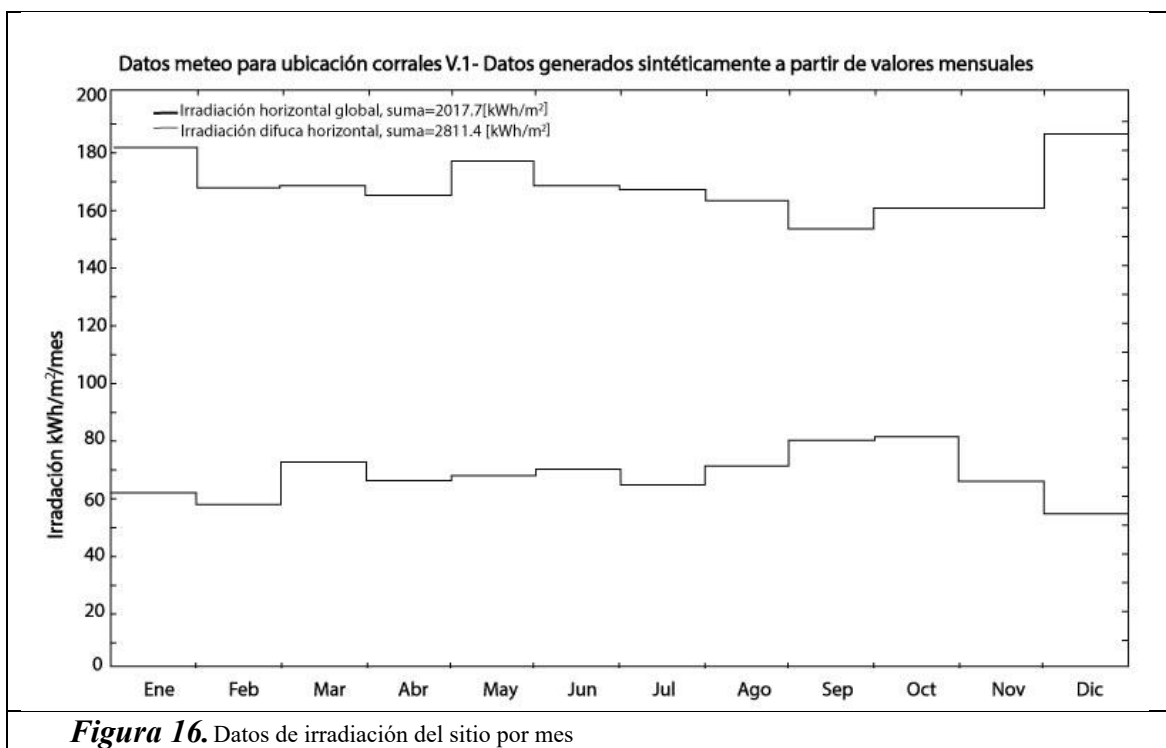
**Figura 15.** Carta Solar PVsyst. (Ver Anexo 8. Irradiancia sitio seleccionado)

En la **Figura 15 y 16**, observamos las irradiaciones solares que pueden obtenerse en sitio. Se identifican que los meses de mayor aprovechamiento solar son enero y diciembre, y los de menor aprovechamiento serian septiembre, octubre, y noviembre. La información es

tomada del weather data meteonorm 8.1 (años 2016 – 2021) PVSyst V 8.0, el estudio completo se encuentra disponible en el **Anexo 8. Irradiación sitio seleccionado.**

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
Horizontal global	182.1	167.0	167.9	164.8	177.0	168.3	166.7	162.8	153.3	160.6	160.5	186.7	2017.7	kWh/m <sup>2</sup>
Horizontal diffuse	61.6	57.8	72.6	66.1	67.8	70.1	64.2	70.7	80.0	81.2	65.5	53.9	811.5	kWh/m <sup>2</sup>
Extraterrestrial	291.6	279.9	322.5	312.9	314.4	296.9	308.7	317.1	310.6	313.0	286.7	285.3	3639.6	kWh/m <sup>2</sup>
Clearness Index	0.624	0.597	0.521	0.527	0.563	0.567	0.540	0.513	0.494	0.513	0.560	0.654	0.554	ratio
Ambient Temper.	13.6	13.9	14.2	14.2	14.4	13.9	14.0	13.9	13.6	13.9	13.7	13.8	13.9	°C
Wind Velocity	2.5	2.5	2.4	2.3	2.3	2.7	2.8	2.9	2.6	2.3	2.2	2.4	2.5	m/s

*Tabla 1. Datos de irradiación del sitio por mes*



*Figura 16. Datos de irradiación del sitio por mes*

La **Figura 17** representa la distribución mensual de irradiación (kWh/m<sup>2</sup>) según ubicación seleccionada del proyecto tomando la base de datos del tiempo de Meteonorm 8.1 para diferentes componentes de irradiación solar. Las líneas representan los siguientes componentes:

- Línea negra gruesa escalonada: irradiación horizontal global – suma 2017.7 KWh/m<sup>2</sup>

- Línea negra delgada: Irradiación difusa horizontal – suma 811.4 KWh/m<sup>2</sup>
- El eje X representa los meses del año (enero a diciembre).
- El eje Y representa la irradiancia instantánea en KWh/m<sup>2</sup>.

El sistema solar fotovoltaico (SSFV) aprovecha la irradiación horizontal global real es decir la línea negra gruesa escalonada. Representa la irradiación horizontal global real que realmente se aprovecha por el SSFV.

Este valor de irradiación horizontal global debe usarse para dimensionar adecuadamente el sistema solar fotovoltaico (SSFV), y estimar su generación efectiva de energía.

#### **6.1.12. Solicitud de propuestas:**

Dentro del análisis se toma la decisión de evaluar dos propuestas de empresas expertas en diseño y montaje de sistemas solares fotovoltaicos (SSFV), se consideran dos propuestas una por la empresa E, y otra por la empresa C estas pueden ser apreciadas en el **Anexo 2. Propuestas**.

#### **6.1.13. Análisis Propuesta empresa E:**

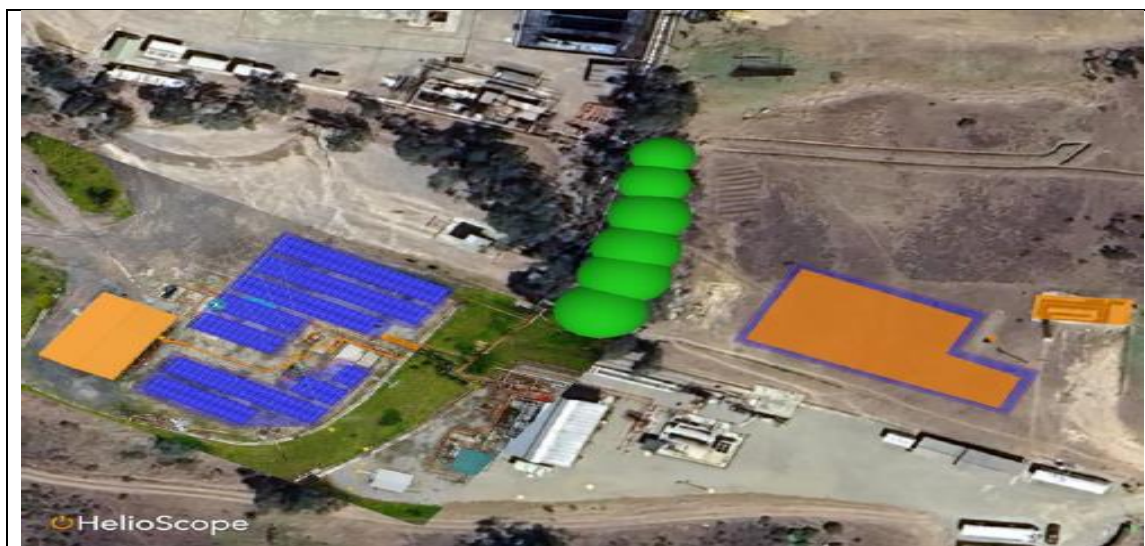
La propuesta titulada: “*Propuesta comercial para el suministro e Instalación de un sistema fotovoltaico de autogeneración de energía solar On-grid de 183,4 KWp*”. (Ver **Anexo 2. Propuestas**), actualizada en el mes de febrero 2025. La empresa E es una empresa colombiana de soluciones energéticas y prestación de servicios públicos.

A continuación, en la **figura 18** se presenta los casos de éxito que ha tenido la empresa E en el sector industrial, transporte, salud, automotriz, y propiedad horizontal:



**Figura 17.** Casos de éxito empresa E. (Ver Anexo 2. Propuestas)

La empresa E enfocándose en el proyecto del SSFV del campo corrales nos describe en la **figura 19** la presente solución:



**Figura 18.** Propuesta de instalación paneles solares – Empresa E

- Área: 862 m<sup>2</sup>
- Construcción y entrada en operación: 22 semanas.
- Capacidad (DC): 183.4 KWp.
- Producción de energía: 237.988 KWh/año
- Inversión del proyecto: \$ 865.943.202 COP

Se contemplan un total de 262 paneles de 700 W<sub>P</sub> cada uno marca ZNSHINESOLAR ZXM8 , dos inversores de 150 KW. En la oferta actualizada por parte de la empresa E, no se especifica la caracterización técnica de los paneles e inversores. Se identifica reticencia por parte del proveedor a suministrar información más a detalle. Para fines académicos del presente proyecto de grado, se tomará como referencia la caracterización y fichas técnicas de los paneles e inversores incluidos en la propuesta enviada en agosto 2024.


Realizando el respectivo comparativo usando el software PVsyst V.8.0 Tenemos los siguientes resultados con la oferta enviada por el oferente empresa E.

### 6.1.14. Paneles seleccionados empresa E:

Se seleccionan paneles marca ZNSHINESOLAR ZXM8 de un rango de potencia entre 670-700W, las especificaciones técnicas completas pueden ser vistas en el **Anexo 2. Propuestas**. Algunas especificaciones técnicas son relacionadas en las **Figuras 20 y 21**.

ELECTRICAL CHARACTERISTICS   STC*								MECHANICAL DATA			
Nominal Power Watt Pmax(W)*	670	675	680	685	690	695	700	Solar cells	N-type Monocrystalline		
Maximum Power Voltage Vmp(V)	39.30	39.50	39.70	39.90	40.10	40.30	40.50	Cells orientation	132 (6x22)		
Maximum Power Current Imp(A)	17.05	17.09	17.13	17.17	17.21	17.25	17.29	Module dimension	2384x1303x35 mm (With Frame)		
Open Circuit Voltage Voc(V)	47.10	47.30	47.50	47.70	47.90	48.10	48.30	Weight	38.5±1.0 kg		
Short Circuit Current Isc(A)	18.03	18.07	18.11	18.15	18.19	18.23	18.27	Glass	2.0 mm+2.0mm, High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass		
Module Efficiency (%)	21.57	21.73	21.89	22.05	22.21	22.37	22.53	Junction box	IP 68, 3 diodes		
*The data above is for reference only and the actual data is in accordance with the practical testing								Cables	4 mm <sup>2</sup> ,350 mm (With Connectors)		
*STC (Standard Test Condition): Irradiance 1000W/m <sup>2</sup> , Module Temperature 25±2°C, AM 1.5								Connectors*	MC4-compatible		
*Measuring uncertainty: ±3%, all the electrical characteristics such as Power, Im, Vm and FF are within ±3% tolerance.								*Please refer to regional datasheet for specified connector			
ELECTRICAL CHARACTERISTICS   NMOT*								TEMPERATURE RATINGS		WORKING CONDITIONS	
Maximum Power Pmax(Wp)	507.20	511.00	514.70	518.40	522.10	525.80	529.50	NMOT	43°C ±2°C	Maximum system voltage	1500 V DC
Maximum Power Voltage Vmpp(V)	37.00	37.20	37.40	37.60	37.80	38.00	38.20	Temperature coefficient of Pmax	(-0.30±0.03)%/°C	Operating temperature	-40°C→+85°C
Maximum Power Current Imp(A)	13.70	13.73	13.76	13.79	13.82	13.84	13.87	Temperature coefficient of Voc	-0.25%/°C	Maximum series fuse	30 A
Open Circuit Voltage Voc(V)	44.50	44.70	44.90	45.10	45.30	45.50	45.70	Temperature coefficient of Isc	0.046%/°C	Front Side Maximum Static Loading	Up to 5400Pa
Short Circuit Current Isc(A)	14.54	14.58	14.61	14.64	14.67	14.70	14.74	Refer. Bifacial Factor	(80±10)%	Rear Side Maximum Static Loading	Up to 2400Pa
*NMOT: Irradiance 800W/m <sup>2</sup> , Ambient Temperature 20°C, AM 1.5, Wind Speed 1m/s								*Remark: Do not connect Fuse in Combiner Box with two or more strings in parallel connection			
ELECTRICAL CHARACTERISTICS WITH 25% REAR SIDE POWER GAIN *								PACKAGING CONFIGURATION *			
Front power Pmax/W	670	675	680	685	690	695	700	Piece/Box	31		
Total power Pmax/W	838	844	850	856	863	869	875	Piece/Container(40'HQ)	558		
Vmp/V(Total)	39.40	39.60	39.80	40.00	40.20	40.40	40.60	*Customized packaging is available upon request.			
Imp/A(Total)	21.26	21.31	21.36	21.41	21.46	21.50	21.55	*Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.			
Voc/V(Total)	47.20	47.40	47.60	47.80	48.00	48.20	48.40	*Caution: Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.			
Isc/A(Total)	22.48	22.53	22.58	22.63	22.68	22.73	22.77	*Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle, etc.) and albedo of the ground.			

**Figura 19.** Especificaciones técnicas panel solar propuesta empresa E. (Ver Anexo 2. Propuestas)



**ZNSHINESOLAR**

**ZXM8-TPLDD132 Series**

12BB HALF-CELL N-Type TOPCon Bifacial Double Glass  
Monocrystalline PERC PV Module

**670-700W** POWER RANGE    **22.53%** MAXIMUM EFFICIENCY    **0.40%** YEARLY DEGRADATION

**12** 12 YEARS PRODUCT WARRANTY    **30** 30 YEARS OUTPUT GUARANTEE

**Figura 20.** Panel solar seleccionado propuesta empresa E. (Ver Anexo 2. Propuestas)

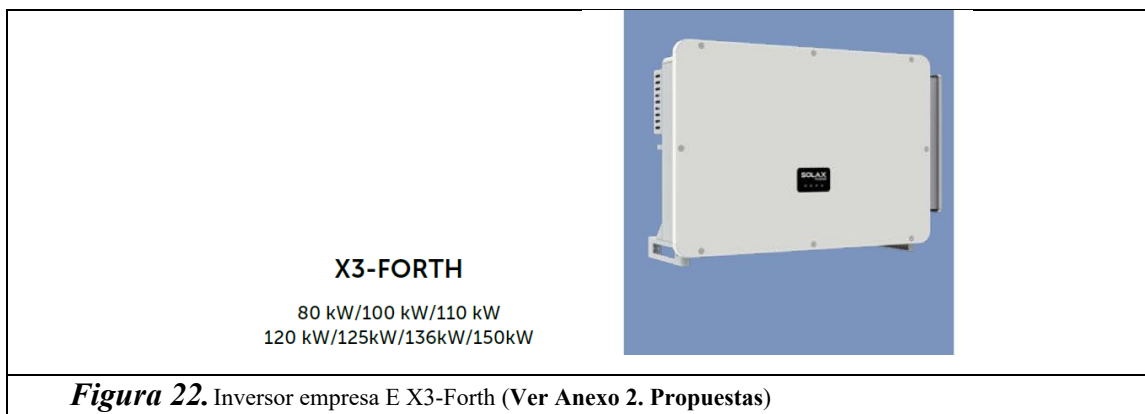
### 6.1.15. Inversores seleccionados

Se seleccionan dos inversores marca SOLARX Power modelo X3-FORTH X3-FTH-150K-MV con rango de tensión MPPT 180 – 1000 Vdc y Rango de potencia entre 80 KW – 150 KW, las especificaciones técnicas pueden ser revisadas en el **Anexo 2. Propuestas.** a continuación, en la **figura 22 y 23** se relacionan algunas especificaciones técnicas del inversor:

	X3-FH-80K	X3-FH-100K	X3-FH-110K	X3-FH-120K	X3-FH-125K	X3-FH-136K-MV	X3-FH-150K-MV
<b>ENTRADA CC</b>							
Potencia máx. de entrada del conjunto FV [kWp]	120	150	165	180	188	204	225
Tensión máx. de entrada FV [V]	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100
Tensión de entrada nominal [V]*	580/600	580/600	580/600	580/600	580/600	730/785	730/785
Tensión de arranque [V]	200	200	200	200	200	200	200
Rango de tensión del rastreador MPP [V]	180-1000	180-1000	180-1000	180-1000	180-1000	180-1000	180-1000
Número de rastreadores MPP	9	9	9	12	12	12	12
Cadenas por rastreador MPP				2			
Corriente máx. de entrada FV por MPPT [A]				32			
Corriente de cortocircuito del conjunto FV Isc por MPPT [A]				46			
<b>SALIDA CA</b>							
Potencia nominal de salida de CA [kW]	80	100	110	120	125	136	150
Tensión nominal de salida de CA [A]*	121,3/116	151,6/145	166,7/159,5	181,9/174	189,4/181,2	157,1/145,4	173,2/160,4
Máx. potencia aparente de salida de CA [kVA]	88	110	121	132	132	149,6	165
Corriente máx. de salida de CA [A]*	133,4/127,6	166,7/159,5	183,4/175,4	200/191,3	200/191,3	172,8/160	190,6/176,5
Tensión CA nominal [V]		220/380, 230/400, 3/N/PE, 3/PE				500/540,3P3W+PE	500/540,3P3W+PE
Rango de tensión CA [V]**			304 -- 480			425 -- 594	
Frecuencia nominal de CA / Rango de frecuencia de CA [Hz]**				50/60; ±5			
THDi (potencia nominal) [%]				<3			
Rango de factor de potencia				0,8 de adelantado - 0,8 retrasado			

**Figura 21.** Especificaciones técnicas inversor empresa E. (Ver Anexo 2. Propuestas)

En el diseño propuesto por la empresa E, los inversores seleccionados permiten convertir la energía en corriente continua generada por los paneles en corriente alterna apta para el consumo y la inyección al sistema eléctrico, garantizando un manejo eficiente de la potencia instalada, la sincronización con los grupos electrógenos de gas, el monitoreo y control en tiempo real, así como el cumplimiento normativo y la confiabilidad del sistema.



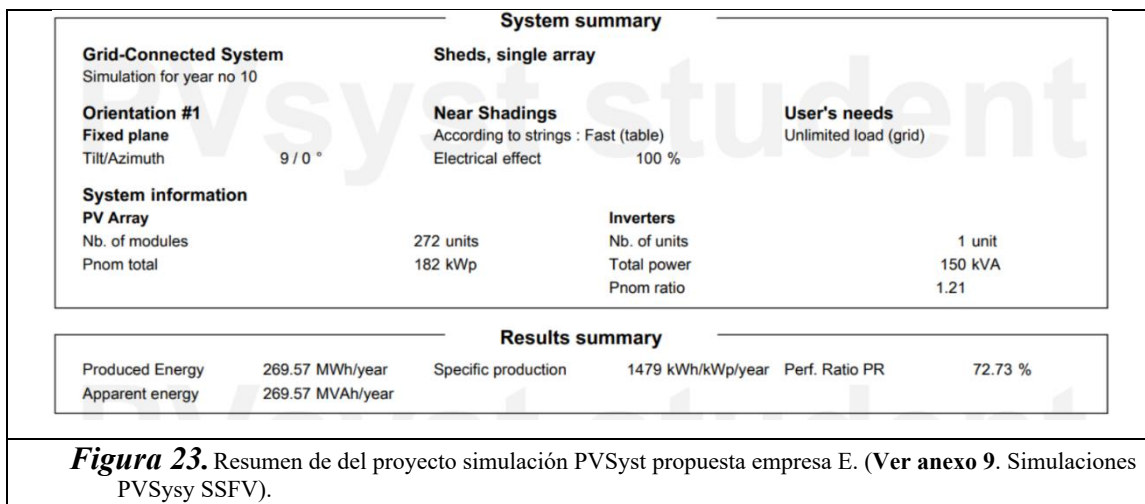
**Figura 22.** Inversor empresa E X3-Forth (Ver Anexo 2. Propuestas)

#### **6.1.16. Simulación PVsyst V.8.0 propuesta empresa E.**

A continuación, se relacionan los resultados obtenidos en la simulación de PVsyst de forma concisa, estos resultados en su forma completa pueden ser vistos en el **Anexo 9. Simulaciones PVSyst SSFV.**

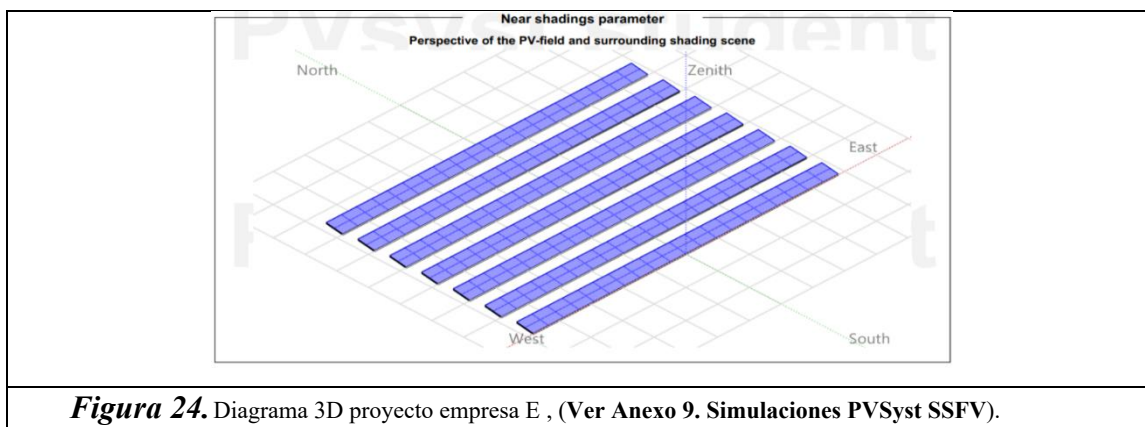
Para la simulación hecha en PVSyst se contempla únicamente un inversor de 150 KW, ya que el simulador deja ejecutarse con un único equipo y trabaja sin ningún inconveniente, el uso de un segundo inversor propuesto por Empresa E obedece a la intención de contar con un equipo de respaldo que incremente la confiabilidad del sistema y facilite una futura ampliación del proyecto. Al incorporar dos inversores, como se indica en la propuesta, el simulador no logra operar correctamente. Adicionalmente se toman datos de irradiación de la base de datos Meteonorm 8.1.

### 6.1.17. Resumen del proyecto empresa E simulado en PVSyst:



- Producción de energía anual: 270 MWh/año.
- Eficiencia del sistema (PR): 72.5%.  
 $PR = \text{Energía enviada a red} / (\text{Irradiación recibida} * \text{Potencia pico instalada})$
- Potencia nominal total: 182 KWp.
- Potencia del panel: 670 Wp.
- Datos de clima e irradiación: Meteonorm 8.1
- Área: 845 m2.
- Módulos totales: 272 unidades.

### 6.1.18. Diagrama en 3D:



### 6.1.19. Comparativo de lo simulado vs la propuesta empresa E

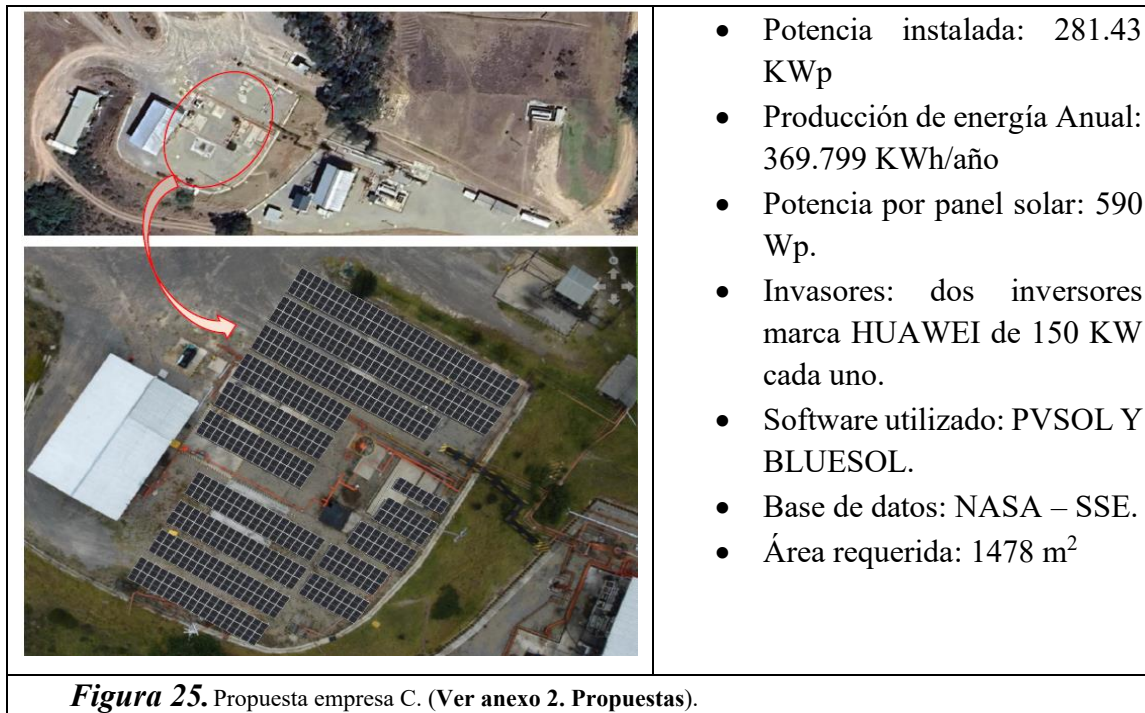
*Tabla 2. Tabla comparativa propuesta empresa E vs simulación PVsyst 8.0*

ITEM:	Propuesta Empresa E	Simulación PVsyst V.8.0 Empresa E
Área:	862 m <sup>2</sup>	845 m <sup>2</sup>
Capacidad (DC):	183.4 KWp	182 KWp
Producción de energía:	237.988 KWh/año	269.570 KWh/año
Numero de Paneles:	262 módulos	272 módulos
Potencia de los paneles:	700 Wp	670 Wp
Numero de Inversores:	2 inversores	1 inversor
Capacidad de Inversores:	150 KW	150 KW

Se identifica una mayor estimación anual de energía en la simulación realizada con PVsyst, en comparación con la propuesta presentada por la empresa E. Esta diferencia no fue justificada por el proveedor; sin embargo, se presume que podría deberse al uso de un software distinto, un TMY distinto o por una librería de datos diferente a la empleada por el software PVsyst versión 8.0.

### 6.1.20. Análisis Propuesta empresa C

La presente propuesta es sobre la implementación de un sistema solar fotovoltaico (SSFV) en la planta de gas de corrales. La propuesta es titulada “**PROPUESTA DE GENERACIÓN SOLAR PBI CORRALES**” donde el proveedor se compromete a realizar el proyecto con altos estándares de calidad y seguridad. Con amplia experiencia en el sector energético y proyectos **EPC** en disciplinas eléctricas y mecánicas, ofrece tecnología de vanguardia y un equipo humano capacitado y dinámico. Centrados en las necesidades del cliente, garantizamos la calidad y eficacia del proyecto, la empresa C nos propone la siguiente solución, la cual esta relacionada en la **figura 25**:




En la oferta actualizada por parte de la empresa C, especifican la caracterización técnica de los paneles e inversores. El oferente está más prestado a compartir información, no contempla área para descargue de equipos en el área asignada del proyecto, por tal motivo se identifica una mayor cantidad de área de aprovechamiento. Para evaluación del ejercicio se considera un área de 1478 m<sup>2</sup>, esta es aclarada en la **figura 26**.



### 6.1.21. Paneles seleccionados empresa C

Se seleccionan paneles marca Jinko Tiger Neo N-type 78HL4-BDV con rango de potencia entre 590 – 610 W. Para el presente ejercicio se usará potencia de 590 W<sub>p</sub>, todas las especificaciones técnicas adicionales pueden ser verificadas en el **Anexo 2. Propuestas** y en las **figuras 27 y 28** se relacionan datos relevantes del mismo.

www.jinkosolar.com


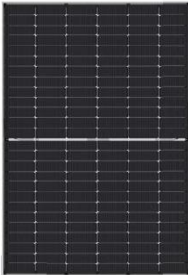
## Tiger Neo N-type 78HL4-BDV 590-610 Watt

Con tecnología de doble vidrio

**N-Type**

---

Tolerancia positiva 0~+3%



IEC 61215(2016), IEC 61730(2016)  
 ISO 9001:2015; Sistema de gestión de la calidad  
 ISO 14001:2015; Sistemas de gestión ambiental  
 ISO 45001:2018  
 Sistema de gestión de la seguridad y salud en el trabajo

**Figura 27.** Panel seleccionado proyecto empresa C. (Ver anexo 2. Propuestas).

ESPECIFICACIONES											
Tipo de módulo	JKM590N-78HL4-BDV		JKM595N-78HL4-BDV		JKM600N-78HL4-BDV		JKM605N-78HL4-BDV		JKM610N-78HL4-BDV		
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	
Potencia Nominal (P <sub>max</sub> )	590W <sub>p</sub>	444W <sub>p</sub>	595W <sub>p</sub>	447W <sub>p</sub>	600W <sub>p</sub>	451W <sub>p</sub>	605W <sub>p</sub>	455W <sub>p</sub>	610W <sub>p</sub>	459W <sub>p</sub>	
Tensión de máxima potencia-V <sub>mpp</sub>	44.91V	41.89V	45.08V	42.00V	45.25V	42.12V	45.42V	42.23V	45.60V	42.35V	
Corriente de máxima potencia-I <sub>mpp</sub> (A)	13.14A	10.59A	13.20A	10.65A	13.26A	10.71A	13.32A	10.77A	13.38A	10.83A	
Tensión en circuito abierto-V <sub>oc</sub> (V)	54.76V	52.02V	54.90V	52.15V	55.03V	52.27V	55.17V	52.41V	55.31V	52.54V	
Corriente de cortocircuito-I <sub>sc</sub> (A)	13.71A	11.07A	13.79A	11.13A	13.87A	11.20A	13.95A	11.26A	14.03A	11.33A	
Eficiencia del módulo (%)	21.11%		21.29%		21.46%		21.64%		21.82%		
Temperatura de funcionamiento (°C)	-40°C~+85°C										
Tensión máxima del sistema	1500VDC (IEC)										
Valor máximo del fusible en serie	30A										
Tolerancia de potencia nominal (%)	0~+3%										
Coeficiente de temperatura de P <sub>max</sub>	-0.30%/°C										
Coeficiente de temperatura de V <sub>oc</sub>	-0.25%/°C										
Coeficiente de temperatura de I <sub>sc</sub>	0.046%/°C										
Temperatura de operación nominal de la célula	45±2°C										
Ref. factor bifacial	80±5%										

**Figura 28.** Características panel solar empresa C. (Ver anexo 2. Propuestas).

### 6.1.22. Inversores seleccionados

Se seleccionaron dos inversores marca Huawei de 150 KW cada uno modelo SUN2000 – 150 K-MG0, la ficha técnica está relacionada en el **Anexo 2. Propuestas**, y en las **Figuras 29 y 30** se relacionan el inversor seleccionado y algunas especificaciones técnicas.



**Figura 29.** Inversor propuesta de la empresa C. (Ver anexo 2. Propuestas).

Technical Specification		SUN2000-150K-MG0
<b>Efficiency</b>		
Max. efficiency		98.6% @400V, 98.8% @480V
European efficiency		98.4%
<b>Input</b>		
Max. Input Voltage <sup>1</sup>		1,100 V
Max. Current per MPPT		48A
Max. Current per Input		23A
Max. Short Circuit Current per MPPT		66A
Start Voltage		200 V
MPPT Operating Voltage Range <sup>2</sup>		200 V ~ 1,000 V
Number of MPP trackers		7
Max. input number per MPP tracker		3
<b>Output</b>		
Nominal AC Active Power		150,000 W
Max. AC Apparent Power		165,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)		165,000 W
Nominal Output Voltage		380 V/400 V/480Vac
Rated AC Grid Frequency		50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current		227.9 A @380 V, 216.5 A @400 V, 180.4A @480Vac
Max. Output Current		253.2 A @380 V, 240.5 A @400 V, 200.5A @480Vac
Adjustable Power Factor Range		0.8 leading... 0.8 lagging
alternating current THDi		<1%

**Figura 30.** Especificaciones técnicas inversor empresa C. (Ver anexo 2. Propuestas).

En el diseño propuesto por la empresa C, los inversores Huawei convierten la energía generada por los paneles en corriente alterna para su uso en el sincronismo de los grupos electrógenos de gas natural, optimizando el aprovechamiento de la potencia instalada, garantizando sincronización, eficiencia y confiabilidad operativa del sistema.

### 6.1.23. Simulación PVsyst V.8.0 propuesta de la empresa C:

Los resultados de la simulación de la propuesta hecha por la empresa C pueden ser visto en el **Anexo 9. Simulaciones PVSyst SSFV**.

**Nota:** Se evidenció que el proveedor plantea el uso de dos inversores con capacidades diferentes: uno de 100 kW y otro de 150 kW. Sin embargo, para el presente ejercicio se asumió la utilización de dos inversores de igual capacidad, cada uno de 150 kW, dado que el software PVsyst no permite configurar inversores con potencias distintas en una misma simulación. Adicionalmente, en esta evaluación se consideró el aprovechamiento del área destinada para el cargue y descargue de equipos como espacio para la instalación de los paneles solares teniendo en cuenta que el oferente no tuvo en cuenta esa restricción.

### 6.1.24. Resumen simulación PVsyst V.8.0 propuesta de empresa C:

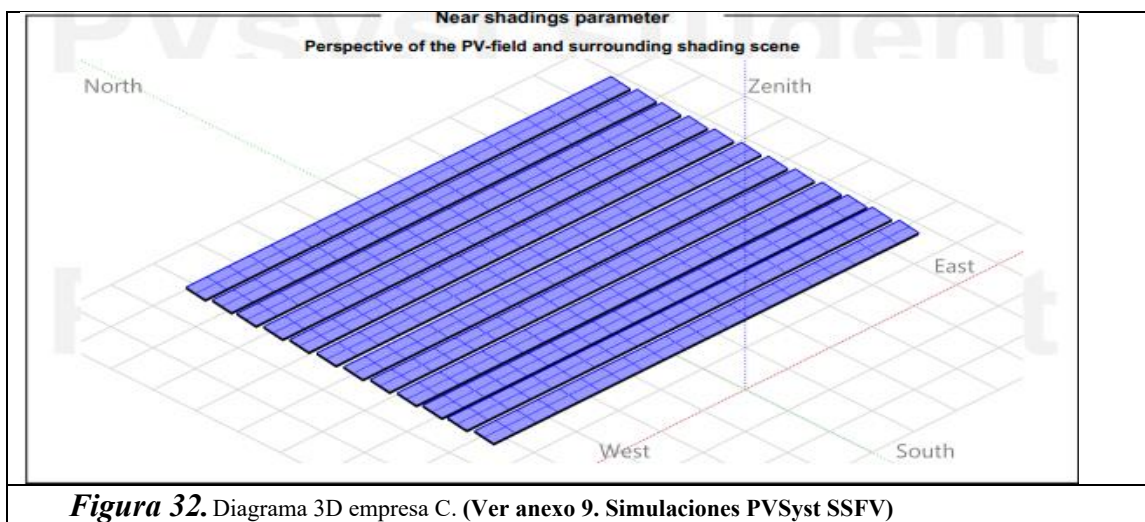
System summary					
<b>Grid-Connected System</b> Simulation for year no 10		<b>Tables on a building</b>			
<b>Orientation #1</b>		<b>Near Shadings</b>		<b>User's needs</b>	
<b>Fixed plane</b>		According to strings : Fast (table)		Unlimited load (grid)	
Tilt/Azimuth	9 / 0 °	Electrical effect		100 %	
<b>System information</b>					
<b>PV Array</b>					
Nb. of modules		476 units	<b>Inverters</b>		
Pnom total		281 kWp	Nb. of units	2 units	
			Total power	300 kVA	
			Pnom ratio	0.94	
Results summary					
Produced Energy	353.10 MWh/year	Specific production	1257 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	76.23 %
Apparent energy	393.78 MVAh/year				

**Figura 31.** Resumen proyecto empresa C. (Ver anexo 9. Simulaciones PVSyst SSFV)

- Producción de energía anual: 353.100 KWh/año.
- Módulos totales: 476 unidades.

- Potencia nominal total: 281 KWp.
- Eficiencia del sistema (PR): 76.23%.  
 $PR = \text{Energía enviada a red} / (\text{Irradiación recibida} * \text{Potencia pico instalada})$
- Potencia del panel: 590 Wp.
- Archivo de datos meteo: NASA-SSE Satellite data 1983-2005.
- Área: 1331 m<sup>2</sup>.

### 6.1.25. Diagrama 3D:



**Figura 32.** Diagrama 3D empresa C. (Ver anexo 9. Simulaciones PVSyst SSFV)

### 6.1.26. Comparativo de lo simulado vs la propuesta de empresa C:

<i>Tabla 3. Tabla comparativa propuesta empresa C vs simulación PVSyst 8.0</i>		
ITEM:	Propuesta Empresa C	Simulación PVSyst V.8.0 Empresa C
Área:	1.478 m <sup>2</sup>	1.331 m <sup>2</sup>
Capacidad (DC):	281.43 KWp	281 KWp
Producción de energía:	369.799 KWh/año	353.100 KWh/año
Numero de Paneles:	477 módulos	476 módulos
Potencia de los paneles:	590 Wp	590 Wp
Numero de Inversores:	2 inversores (100 KW y 150 KW)	2 inversores (150 KW)
Capacidad de Inversores:	150 KW y 100 KW	150 KW X 2

Se logro identificar una diferencia en la producción anual de energía entre la simulación realizada con el software PVsyst y la propuesta presentada por la empresa C. Consideramos que esta discrepancia se deba al uso de simuladores distintos por parte del oferente, como BLUESOL DESIGN y PVSOL, así como bases de datos o TMYs posiblemente diferentes.

#### 6.1.27. Factor de forma paneles:

Es un parámetro que se usa para medir la calidad y eficiencia eléctrica del panel solar fotovoltaico, ayuda a interpretar que tan cerca está el panel de producir su máxima potencia teórica, se expresa como porcentaje. La fórmula es la siguiente:

$$FF = \frac{V_{mp} \times I_{mp}}{V_{oc} \times I_{sc}}$$

Donde:

**Vmp:** Voltaje en el punto de máxima potencia.

**Imp:** Corriente en el punto de máxima potencia.

**Voc:** Voltaje en circuito abierto.

**Isc:** Corriente de corto circuito.

El factor de forma es importante para identificar la eficiencia del panel fotovoltaico, es útil para comparar paneles fotovoltaicos en condiciones de operación parecidas, es un parámetro más interno del panel solar, e indica la eficiencia de conversión entre la potencia máxima y la potencia teórica.

Normalmente un factor de forma mayor al 75% indica que el panel tiene baja resistencia interna, tiene buena calidad de materiales y diseño eficiente, lo contrario ocurre cuando el factor de forma esta por debajo de 70% puede ser un signo de perdidas internas, defectos de fabricación y mala calidad.

El factor de forma indica que tan eficiente es un panel en convertir la radiación solar en electricidad útil, considerando las perdidas internas del sistema, cuanto más alto sea el factor de forma, es mejor el desempeño del panel [54].

Volviendo al proyecto, y para poder determinar que panel solar tiene mejor factor de forma se compara la eficiencia teniendo en cuenta la información de las fichas técnicas de los paneles para esto ver **Anexo 2. Propuestas.**

Los paneles a comparar son el panel Jinko Solar JKM590N-78HL4-BDV del oferente de la empresa C, y el panel Znshine ZXM8-TPLDD132-700W del oferente de la empresa E estos son comparados en la **tabla 4.**

<b>Parámetros</b>	<b>Panel Jinko Solar (empresa C)</b>	<b>Panel Znshine (empresa E)</b>
Vmp	44,91 V	40,60 V
Imp	13,14 A	21,55 A
Voc	54,76 V	48,40 V
Isc	13,71 A	22,77 A
<b>Factor de Forma (FF)</b>	<b>78 %</b>	<b>79,3 %</b>

Se evidencia que el panel solar seleccionado por Empresa E presenta un factor de forma ligeramente superior al del panel propuesto por Empresa C. Sin embargo, en términos generales, ambos paneles muestran un desempeño comparable, ya que sus factores de forma son similares y dentro de rangos eficientes.

#### **6.1.28. Análisis económico de las propuestas:**

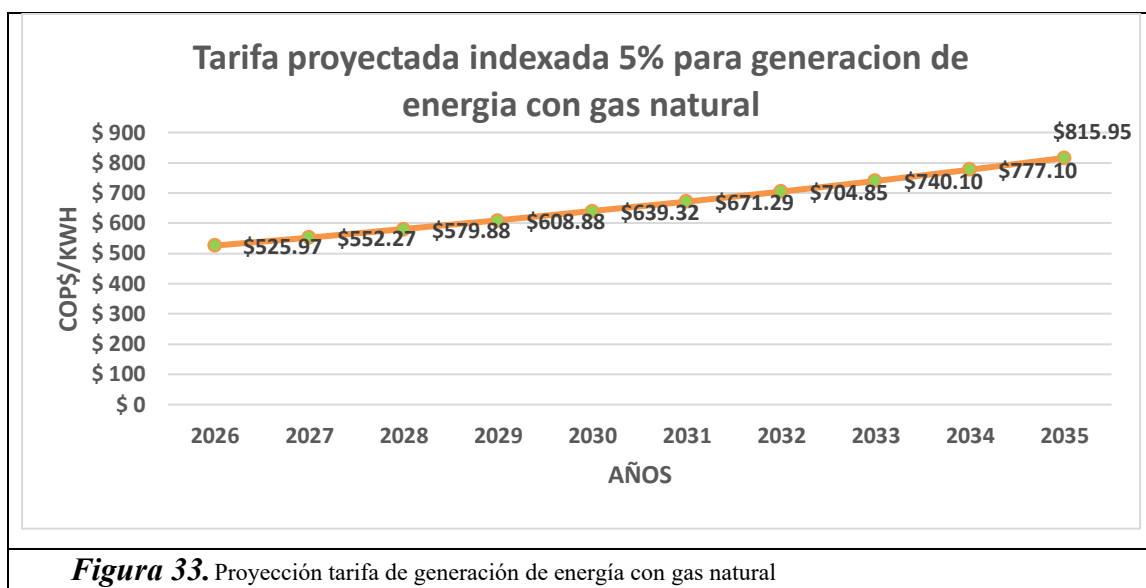
Para la evaluación de factibilidad de las ofertas analizadas, es importante tener en cuenta que se usara una TRM fija de \$ 4.200 Cop. Un periodo de evaluación del proyecto SSFV de 30 años, y un periodo de amortización de 10 años.

La presente evaluación de factibilidad es tomada usando formato de evaluación económica de proyectos compartida por PBI SAS ESP, usando dos modelos de escenario, uno con

financiación del proyecto por un ente financiero, y otro usando recursos propios de PBI S.A.S E.S.P. ver **Anexo 10. Análisis económico.**

Se implementa una proyección en la tarifa mensual de generación de energía con sistema solar fotovoltaico al 5% anual, de igual manera con la tarifa proyectada de generación con gas natural.

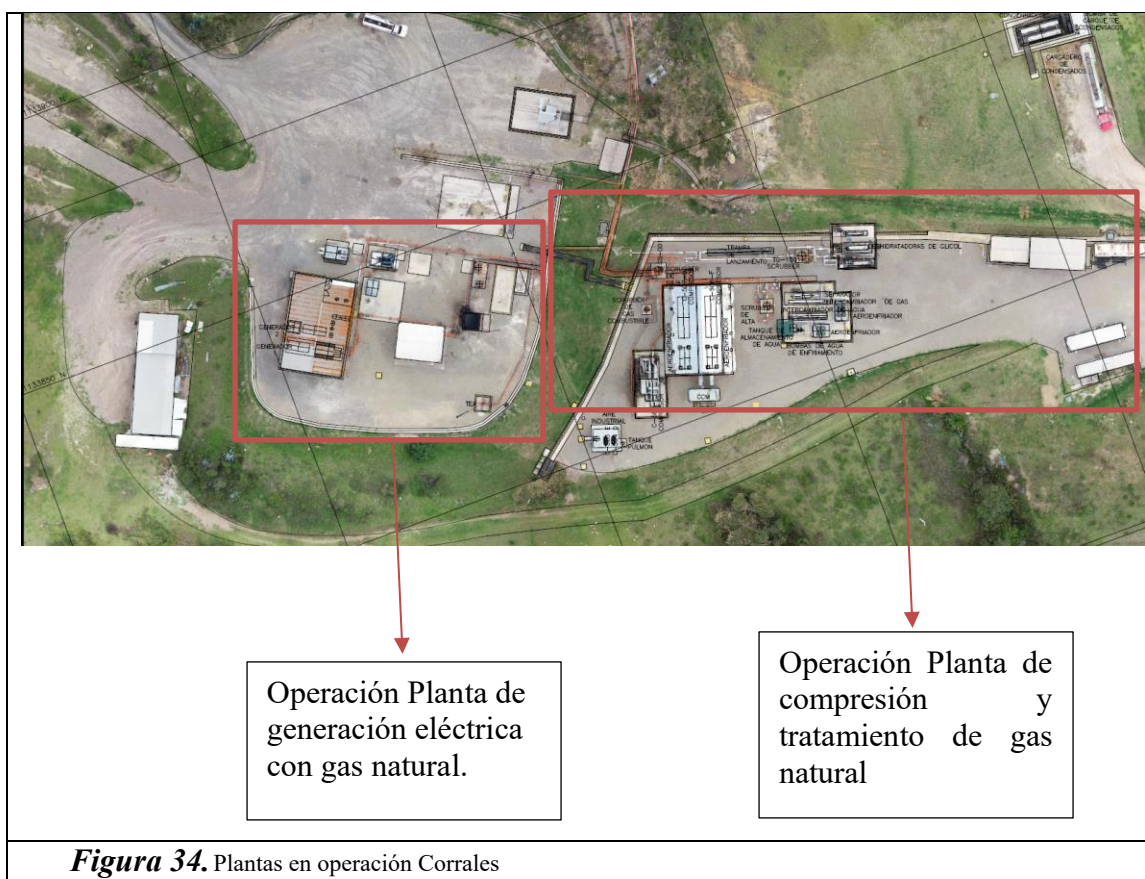
A continuación, en la **figura 33**, se observa el comportamiento del costo de proyección de la tarifa de generación con gas natural para los siguientes 10 años:



Logramos identificar que la tarifa actual para generar energía con gas natural es de \$ 525.97 COP/KWh, y con el SSFV a pesar de que es mucho más económico \$ 109.13 COP/KWh, para el ejercicio económico, en consenso con las empresas proponentes del proyecto y en coordinación con la operadora del sistema de generación actual (PBI SAS ESP), se definió una tarifa de \$400 COP/kWh. Esta tarifa fue ajustada estratégicamente para lograr un equilibrio entre rentabilidad y viabilidad financiera, asegurando el retorno de la inversión. Además, se estableció por debajo de la tarifa actual de generación con gas natural (\$525,97

COP/kWh), con el fin de garantizar competitividad y eficiencia económica del sistema híbrido.

Para el análisis de costos es importante entender que en el campo corrales existen dos operaciones, una es la planta de generación eléctrica de corrales, y la otra es la planta de compresión y tratamiento de gas natural corrales. A continuación, en la **figura 34** podemos observar a detalle estas dos operaciones:



Estas dos operaciones se manejan de manera independiente dentro el esquema administrativo que maneja la empresa PBI S.A.S E.S.P, lo que implica que cada proyecto cuenta con un centro de costo (CECO) autónomo. La nómina o el costo de la mano de obra operativa y de mantenimiento está asociada a esta operación en su totalidad, es incluida al CECO de la planta de compresión y tratamiento de gas. En este sentido tanto los costos del

personal como los relacionados con el área de HSEQ y mantenimiento de estas operaciones son cargados al CECO de dicha planta, y no a la planta de generación eléctrica. En consecuencia, el costo operativo del sistema solar fotovoltaico (SSFV) será asumido directamente por la planta de compresión y tratamiento de gas.

Actualmente el OPEX de la planta de generación eléctrica con gas natural ronda entre \$ 24.762.977 COP/mes incluyendo consumibles y repuestos para el sistema de generación actual **ver Anexo 10. Análisis económico.**

#### **6.1.29. Costos de operación y mantenimiento (O&M) del SSFV corrales:**

En la siguiente evaluación financiera es importante considerar los costos o OPEX del proyecto para acercarse más a la realidad de la evaluación. Se contemplaron las siguientes variables:

- **Costo de limpieza de paneles:** Para garantizar un buen funcionamiento de los paneles y una entrega de energía óptima es importante por lo menos hacer limpiezas del SSFV cada año. El costo promedio de limpieza por panel ronda entre \$ 8.00 a \$ 25.00 USD por panel. En este caso para el presente proyecto teniendo en cuenta las dos ofertas, optaremos por usar el costo de \$ 8.00 USD/panel. La frecuencia en que deben limpiarse los paneles depende de factores ambientales y geográficos [35]. Se recomienda que la limpieza de los paneles se realice una o dos veces al año, para efectos prácticos del presente proyecto tomaremos que la limpieza se realizaría por lo menos unas 2 veces al año [55].
- **Costo de desmantelamiento:** Se estima un costo de desmantelamiento (sin reciclaje) puede variar entre \$ 5.00 a \$ 10.00 USD por panel [56]. Para la presente evaluación financiera teniendo en cuenta las dos propuestas se tomó el costo de desmantelamiento por \$ 5.00 USD/panel.
- **Costo de mantenimientos correctivos:** Existen muchos factores topográficos, ubicación, etc, que pueden afectar el costo de estos mantenimientos correctivos. Los modelos de NREL (National Renewable Energy Laboratory) exponen que

estos costos representan aproximadamente entre 0.5% y 1% del capex anual del SSFV. Para el presente análisis financiero con las dos ofertas se toma el 0.66% del capex anual del proyecto [57].

- **Costo Disposición final:** El costo de reciclar un panel solar está oscilando entre \$ 10.00 USD A \$ 30.00 USD por panel dependiendo del tipo de panel y ubicación de la instalación. Para los análisis financieros de las dos ofertas se usará el costo de \$ 10.00 USD/panel [58].
- **Costo reposición Inversores:** “De acuerdo con el NREL (ATB 2023–2024), los costos fijos de operación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos representan entre 0,8 – 1,2 % del CAPEX, siendo típicamente 0,87 %. Una parte de este costo —aproximadamente el 75 % del total— se destina a reservas para reposición de componentes clave, principalmente inversores. En consecuencia, el rubro de reposiciones de inversores se supone en el presente proyecto de grado en alrededor de 0,66 % del CAPEX anual”[59].

### **Impuestos:**

Los proyectos fotovoltaicos en Colombia cuentan con incentivos tributarios según LEY 1715 DE 2024 y LEY 2099 DE 2021.

El objetivo de la presente ley es incentivar al uso de Fuentes no convencionales de energía (FNCE) dentro del sistema energético colombiano, a través de los siguientes incentivos:

- **Deducción especial en el impuesto sobre la renta:** Permite deducir del impuesto sobre la renta un porcentaje del valor del proyecto. Esta deducción no puede exceder el 50% de la renta líquida del contribuyente en cada año gravable. De acuerdo con la Ley 1715 de 2024, modificadas por la ley 2099 de 2021, este beneficio se aplicaría una vez se haya culminado el pago total del proyecto, de acuerdo con el ciclo contable del cliente.
- **Depreciación acelerada del activo:** A pesar de que en el presente proyecto no incluimos la depreciación en la evaluación es importante entender este beneficio.

Este beneficio permite la depreciación acelerada como gasto deducible en la declaración del impuesto sobre la renta durante los primeros tres años. La deducción no puede superar el 33.3% anual del valor del activo.

- **Exclusión del IVA:** Se autoriza la exclusión del impuesto de valor agregado (IVA) para la adquisición de bienes y servicios directamente relacionados con la ejecución de proyectos de FNCE, generando un ahorro importante costos de inversión.

### **6.1.30. Evaluación de factibilidad propuesta empresa E:**

Para la presente evaluación es importante entender el precio en el que la actualidad se está comercializando el gas por parte del operador del campo (NIKOIL CORP), que es un promedio de \$ 7.25 USD/MBTU.

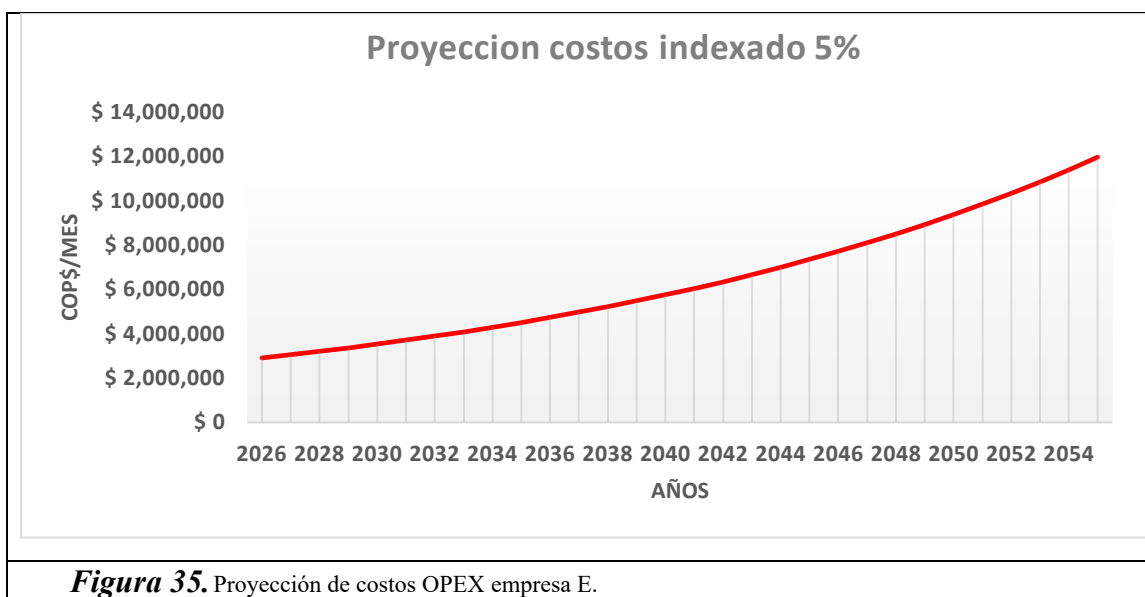
La inversión propuesta por la empresa E es de \$ 865.943.202 COP. Donde en la evaluación, la inversión se difiere a la financiación del proyecto de 10 años (120 meses), manejando una tasa de interés de 0.83 % mensual, completando un valor de la inversión total incluyendo intereses de \$ 1.177.973.955 COP. Ver **Anexo 10. Análisis económico.**

Para poder realizar el comparativo entre los dos sistemas de la planta de generación de gas y el SSFV es indispensable definir una inversión a hoy del costo de la planta de generación a gas, que es definida tomando valores de el ultimo avalúo realizado por la empresa PBI SAS ESP para la planta de su propiedad ubicada en corrales ver **Anexo 10. Análisis económico.**

Tomando en cuenta el valor de este avalúo se define una inversión o valor actual de la planta de generación con gas natural de \$ 1.606.128.335 COP. Donde en la evaluación la inversión se difiere a una vida útil del proyecto de 10 años (120 meses), amortizando la inversión a 5 años (60 meses). Manejando una tasa de interés fija del 1 % mensual,

completando un valor de inversión incluyendo los intereses de \$ 2.184.334.562 COP\$. Ver **Anexo 10. Análisis económico.**

En promedio el OPEX de esta propuesta de la empresa E es de \$ 6.183.792 COP/mes. En la **figura 35** se puede observar los costos indexados que tendría el proyecto por un periodo de 30 años:

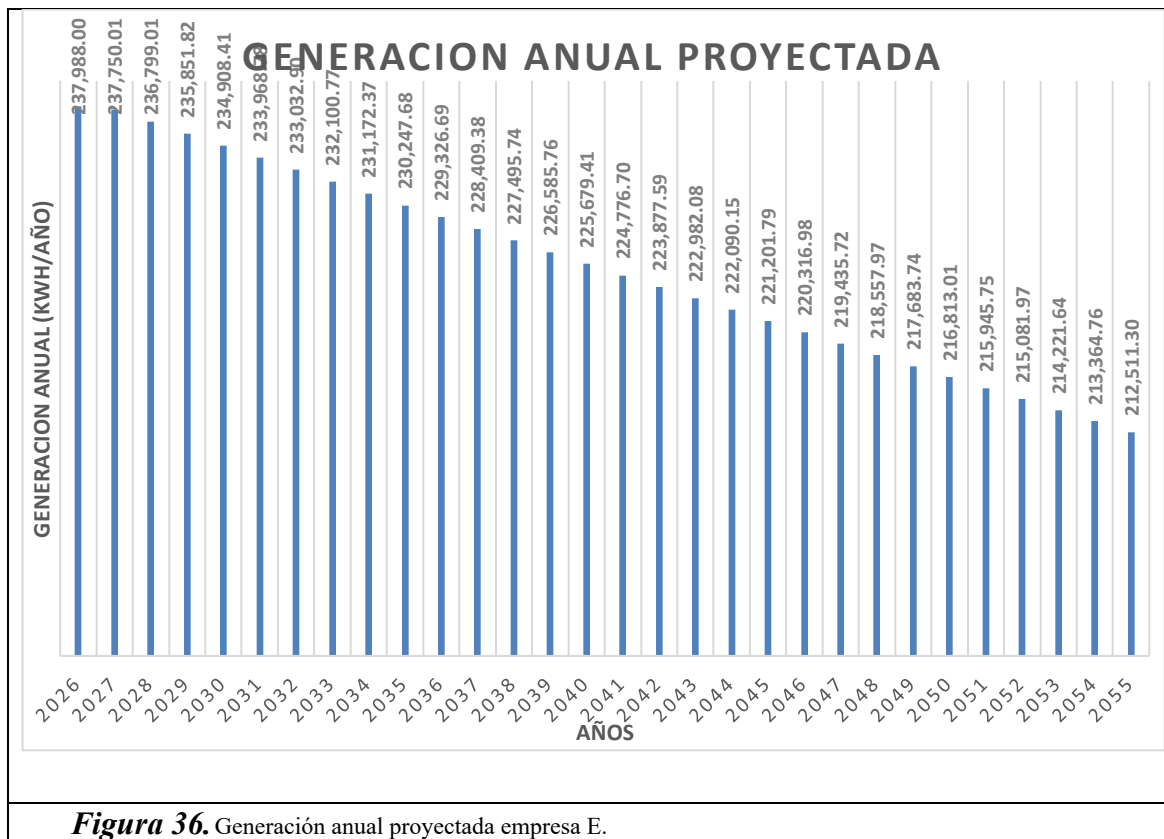


**Nota:** Como ejercicio práctico a la realidad, así como se proyectó una tarifa de energía indexada anualmente al 5%, se plantea la proyección del OPEX del sistema solar fotovoltaico (SSFV), indexado al mismo porcentaje (5% anual) durante los 30 años de vida útil del proyecto.

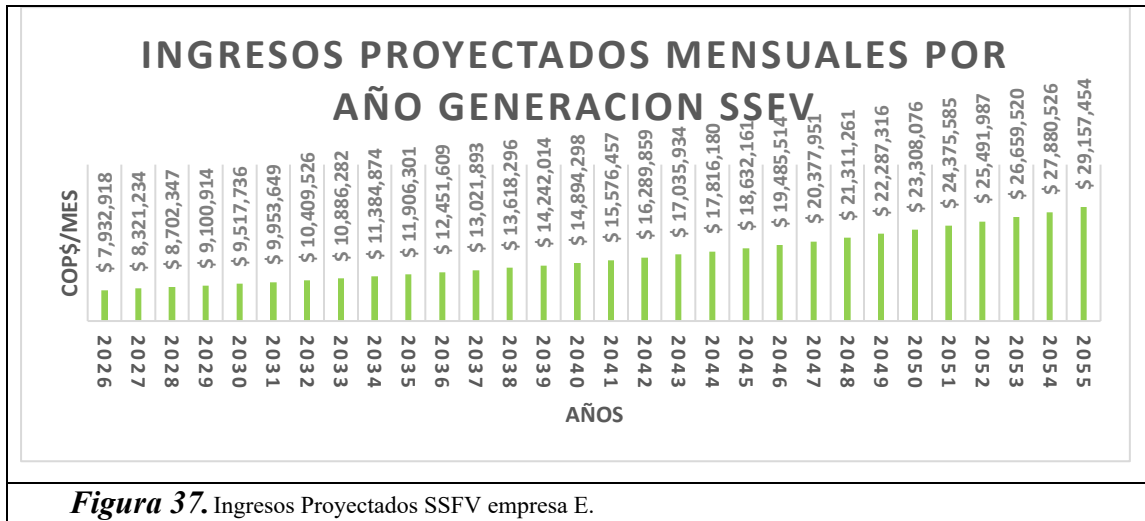
### 6.1.31. Ingresos:

Para poder evaluar ingresos aproximados del proyecto en la evaluación de la presente oferta con financiación y sin esta, es importante tomar en cuenta las perdidas por la degradación anual del panel seleccionado por el proponente empresa E donde estima una degradación anual del 0.40% según ficha técnica del panel seleccionado.

En la **figura 36** podemos observar la generación anual proyectada por un periodo de 30 años del proyecto:



Tomando en cuenta la pasada consideración para este escenario con la oferta de la empresa E por el periodo de 30 años se estiman ingresos brutos promedio de \$ 16.400.989 COP/mes. Teniendo en cuenta una tarifa indexada de venta de energía solar de \$ 400 COP/KWh. La estimación de ingresos mensuales por año se puede observar en la presente **figura 37**:



A continuación, mostramos el resultado del análisis financiero con y sin financiación teniendo en cuenta información propuesta por la empresa E:

#### Flujo de caja con financiación:

ANALISIS FINANCIERO		
VAN:	-\$	580.872.146
TIR:		4,22% Anual
*BanRep	TES COL A 30 AÑOS	9,50%
	MAS 3,5 PUNTOS	3,5%
		<b>12,50%</b>

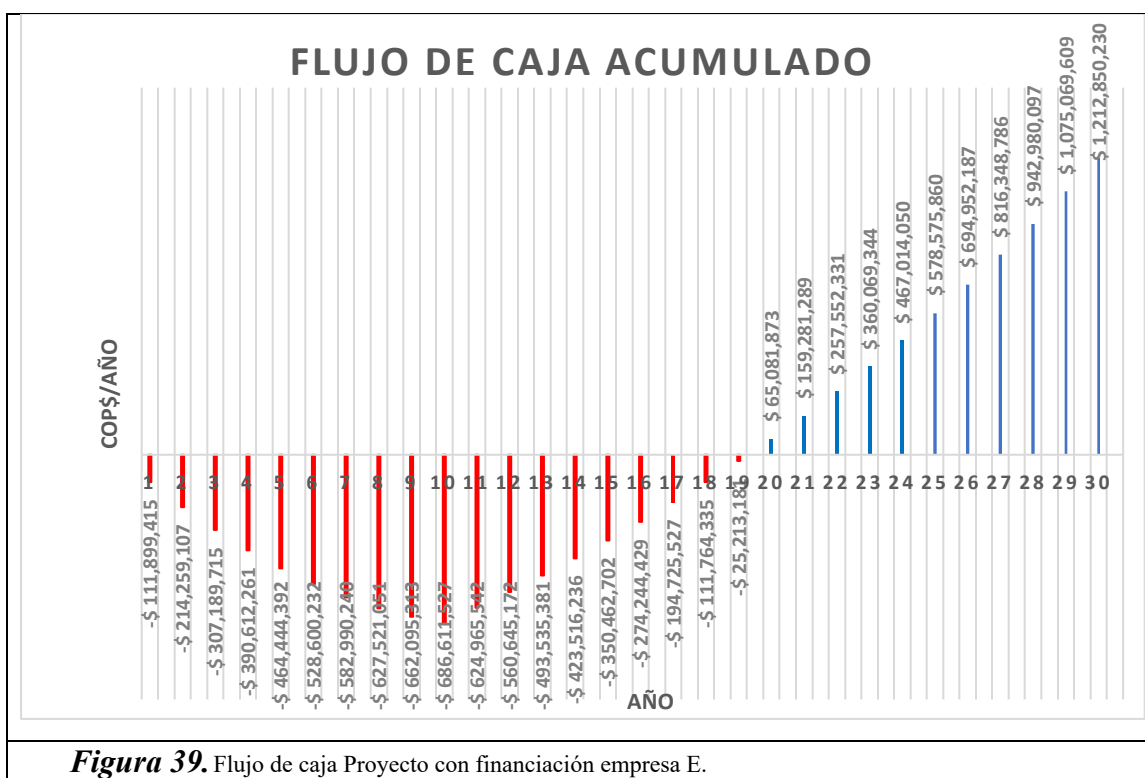
**Figura 38.** Flujos de caja con financiación empresa E.

#### 6.1.32. Resultados:

Observamos que en este escenario el proyecto tiene un valor presente neto negativo (VPN), lo que indica que el proyecto destruye valor en términos financieros, es decir el proyecto no recupera inversión bajo las condiciones actuales de ingresos.

La tasa interna de retorno (TIR) indica el valor de 4.22 % por debajo del costo de capital actual que se toma como referencia la tasa de interés del banco de la república que en la actualidad es de 9.5%. La TIR de 4.22 % reafirma que el proyecto no es financieramente viable. La tasa de descuento usada de 9.5%, es una tasa realista, alineada al costo de oportunidad del capital en Colombia [60].

En la **figura 39**, se comparte resumen de flujo de caja acumulado de la siguiente propuesta con financiación:



Adicionalmente se tiene los siguientes resultados en 30 años:

- Ingresos brutos acumulados a 30 años: \$ 5.904.356.069 COP
- OPEX acumulado en 30 años: -\$ 2.226.165.015 COP
- Margen operacional acumulado en 30 años: \$ 3.678.191.054 COP
- Impuestos acumulados en 30 años: -\$ 1.287.366.869 COP
- Margen neto acumulado en 30 años: \$ 2.390.824.185 COP

- Valor inversión acumulada con financiación a 10 años: -\$ 1.177.973.955 COP
- Flujo de caja acumulado a 30 años: \$ 1.212.850.230 COP

Observamos un proyecto con baja rentabilidad lo cual no representa ningún atractivo a cualquier inversionista para querer invertir.

### **6.1.33. Flujo de caja sin financiación (recursos propios empresa E):**

Para el presente análisis se conversó con ambos proponentes del proyecto para evaluar la opción de poder manejar una mejor forma de pago. El oferente de la empresa E no accedió a mejorar las condiciones de pago, lo contrario ocurrió con el oferente de la empresa C donde accedió a la siguiente modalidad de pago:

- 40% anticipo, se incluirá este costo en el primer mes de operación del flujo de caja.
- 20% incluido también el primer mes de operación.
- 10% Incluido también el en primer mes de operación.
- 10% en segundo mes de operación.
- 10% en tercer mes de operación.
- 10% en cuarto mes de operación.

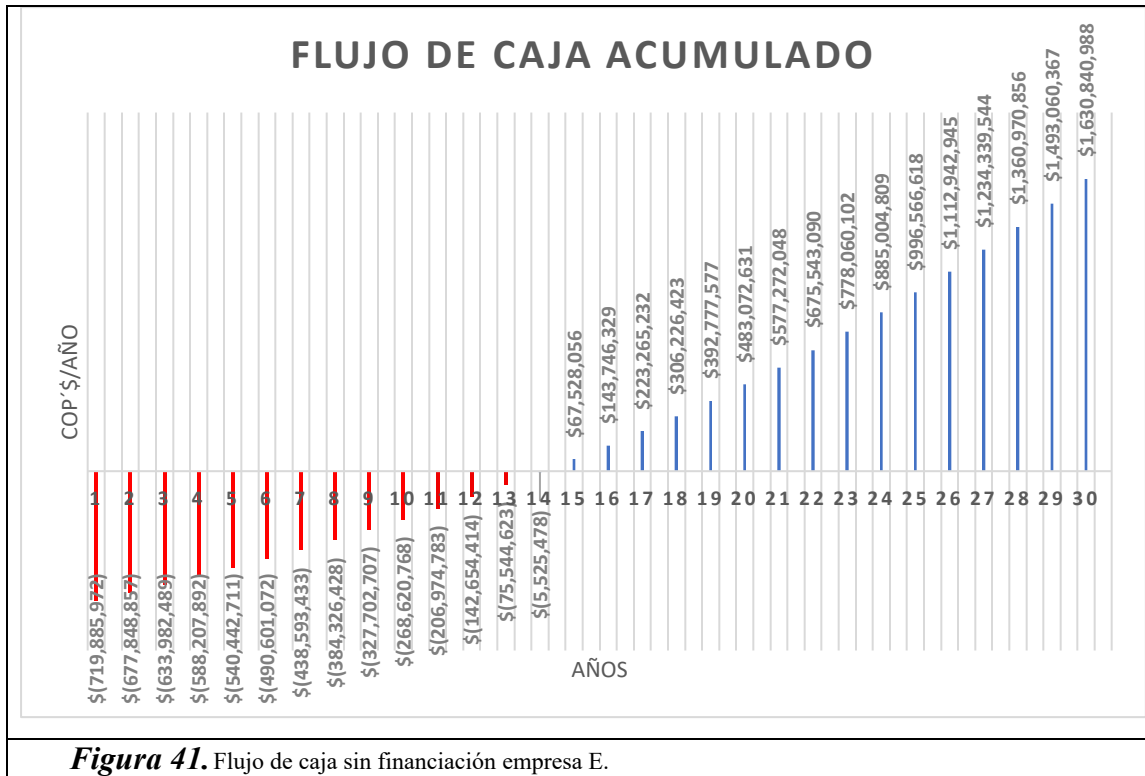
**NOTA:** La empresa E al no acceder a una mejor opción de pago, se supone para ejercicios académicos usar misma modalidad de pago que brindo el oferente de la empresa C, como se puede observar en la **figura 40**.

ANALISIS FINANCIERO		
VAN:	-\$	162.881.388
TIR:		7,43% Anual
*BanRep	TES COL A 30 AÑOS	9,50%
	MAS 3,5 PUNTOS	3,5%
		<b>13,00%</b>

**Figura 40.** Flujo de caja sin financiación empresa E.

#### 6.1.33.1.1. Resultados:

Observamos que en este este escenario a pesar de presentarse un incremento en la Tasa interna de retorno, el proyecto sigue presentando una pérdida de valor, aunque menos comparado con el análisis con financiación. La tasa interna de retorno (TIR) continua por debajo de la tasa de descuento del 9.5% del banco de la república, por lo que el proyecto continuo sin ser rentable. En la **figura 41**, así quedaría el flujo de caja acumulado de esta oferta bajo este escenario:



Adicionalmente se tiene los siguientes resultados en 30 años:

- Ingresos brutos acumulados a 30 años: \$ 5.904.356.069 COP
- OPEX acumulado en 30 años: -\$ 2.226.165.015 COP
- Margen operacional acumulado en 30 años: \$ 3.678.191.054 COP
- Impuestos acumulados en 30 años: -\$ 1.287.366.869 COP
- Margen neto acumulado en 30 años: \$ 2.390.824.185 COP
- Valor inversión acumulada sin financiación: -\$ 759.983.197 COP
- Flujo de caja acumulado a 30 años: \$ 1.630.840.988 COP

#### **6.1.34. Evaluación de factibilidad propuesta empresa C:**

Para la presente evaluación es importante entender el precio en el que la actualidad se está comercializando el gas por parte del operador / productor del campo (NIKOIL CORP), que es un promedio de \$ 7.25 USD/MBTU.

La inversión propuesta por la empresa C es de \$ 730.424.703 COP. Donde en la evaluación la inversión se difiere a la financiación del proyecto de 10 años (120 meses), manejando

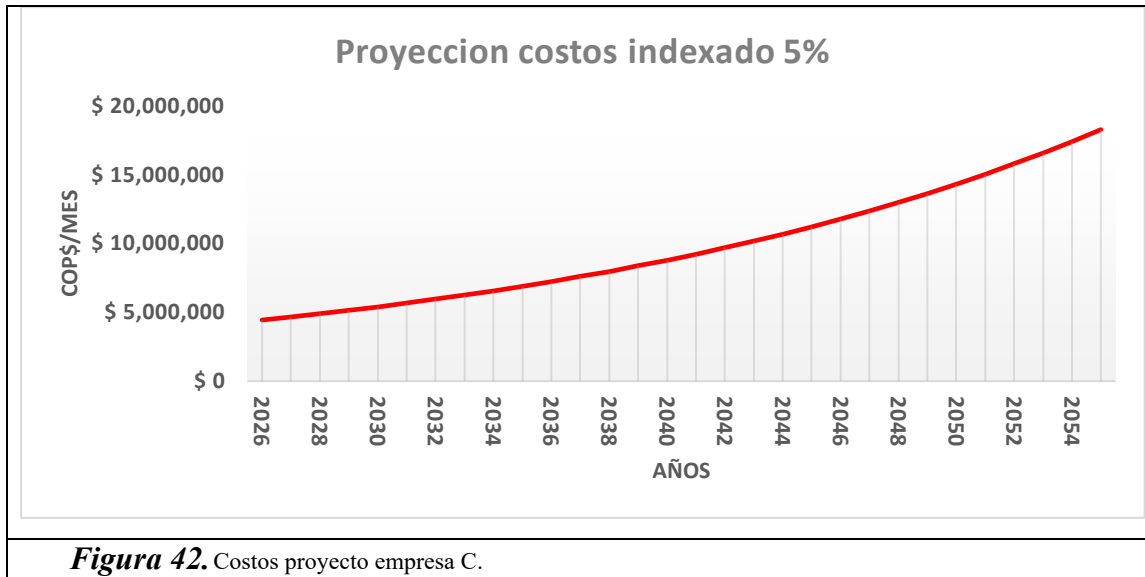
una tasa de interés de 0.83 % mensual, completando un valor de la inversión total incluyendo intereses de \$ 1.132.158.290 COP. Ver **Anexo 10. Análisis económico.**

Para poder realizar el comparativo entre los dos sistemas de la planta de generación de gas y el SSFV es indispensable definir una inversión a hoy del costo de la planta de generación a gas, que es definida tomando valores de el ultimo avalúo realizado por la empresa PBI SAS ESP para la planta de su propiedad ubicada en corrales ver **Anexo 10. Análisis económico.**

Tomando en cuenta el valor de este avalúo se define una inversión o valor actual de la planta de generación con gas natural de \$ 1.606.128.335 COP. Donde en la evaluación la inversión se difiere a una vida útil del proyecto de 10 años (120 meses), amortizando la inversión a 5 años (60 meses). Manejando una tasa de interés fija de 1 % mensual, completando un valor de inversión incluyendo los intereses de \$ 2.184.334.562 COP\$. Ver **Anexo 10. Análisis económico.**

En promedio el OPEX de esta propuesta de la empresa E es de un promedio de \$ 6.441.920 COP/mes. En promedio el OPEX de esta propuesta de la empresa C es de un promedio de \$ 9.838.416 COP/mes. Lo anterior se debe a que el proyecto con este oferente tiene mayor capacidad de instalación, por tal motivo tiene mayor cantidad de paneles.

En la **figura 42** se puede observar los costos indexados que tendría el proyecto por un periodo de 30 años:

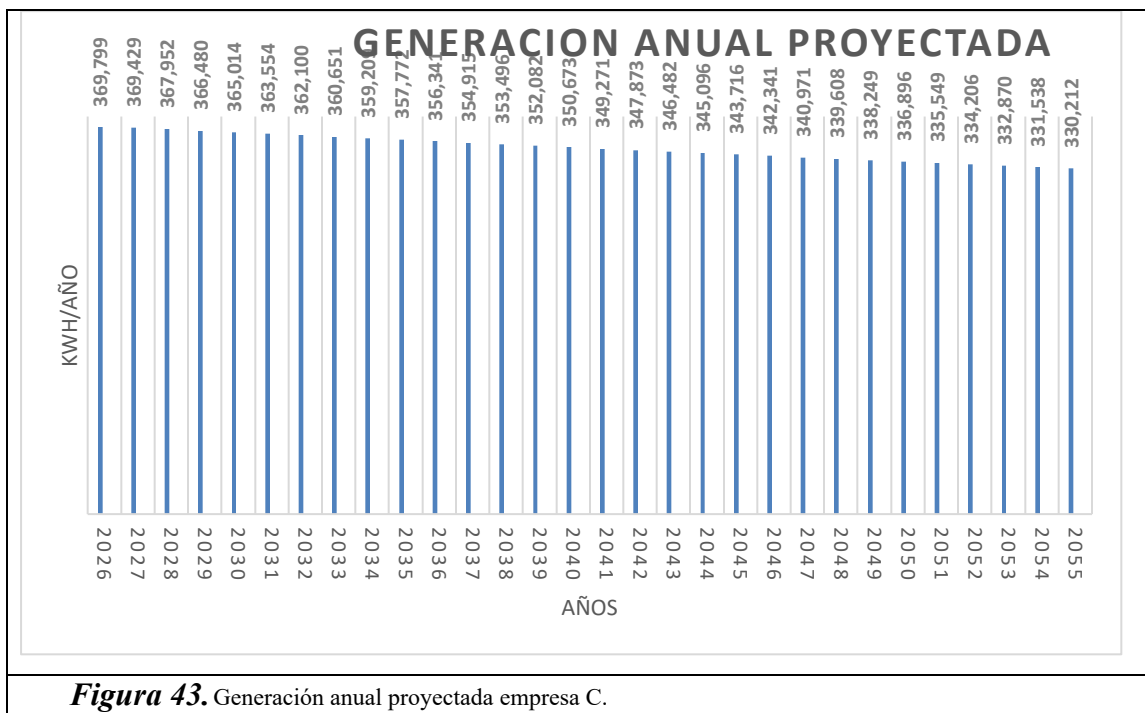


**Nota:** Como ejercicio practico a la realidad, así como se proyectó una tarifa de energía indexada anualmente al 5%, se plantea la proyección del OPEX del sistema solar fotovoltaico (SSFV), indexado al mismo porcentaje (5% anual) durante los 30 años de vida útil del proyecto.

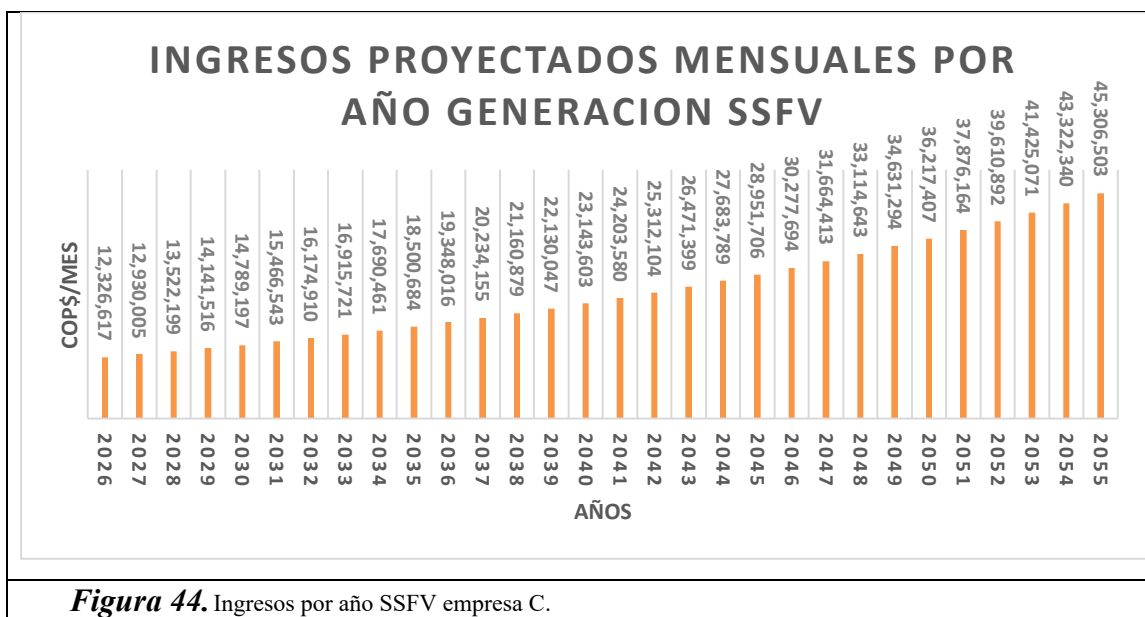
#### 6.1.35. Ingresos:

Para poder evaluar ingresos aproximados del proyecto en la evaluación de la presente oferta con financiación y sin esta es importante tomar en cuenta las perdidas por la degradación anual del panel seleccionado por el proponente de la empresa C donde estima una degradación anual del 0.40% teniendo en cuenta información de la ficha técnica del panel.

En la **figura 43** podemos observar la generación anual proyectada por un periodo de 30 años del proyecto:



Tomando en cuenta la pasada consideración para este escenario con la oferta de la empresa C por el periodo de 30 años se estiman ingresos brutos promedio de \$ 25.484.785 COP/mes. Manejando una tarifa indexada de \$ 400 COP\$/KWh. La estimación de ingresos por año se puede observar en la **figura 44**:



A continuación, mostramos el resultado del análisis financiero con y sin financiación teniendo en cuenta información propuesta por la empresa C:

#### 6.1.36. Flujo de caja con financiación:

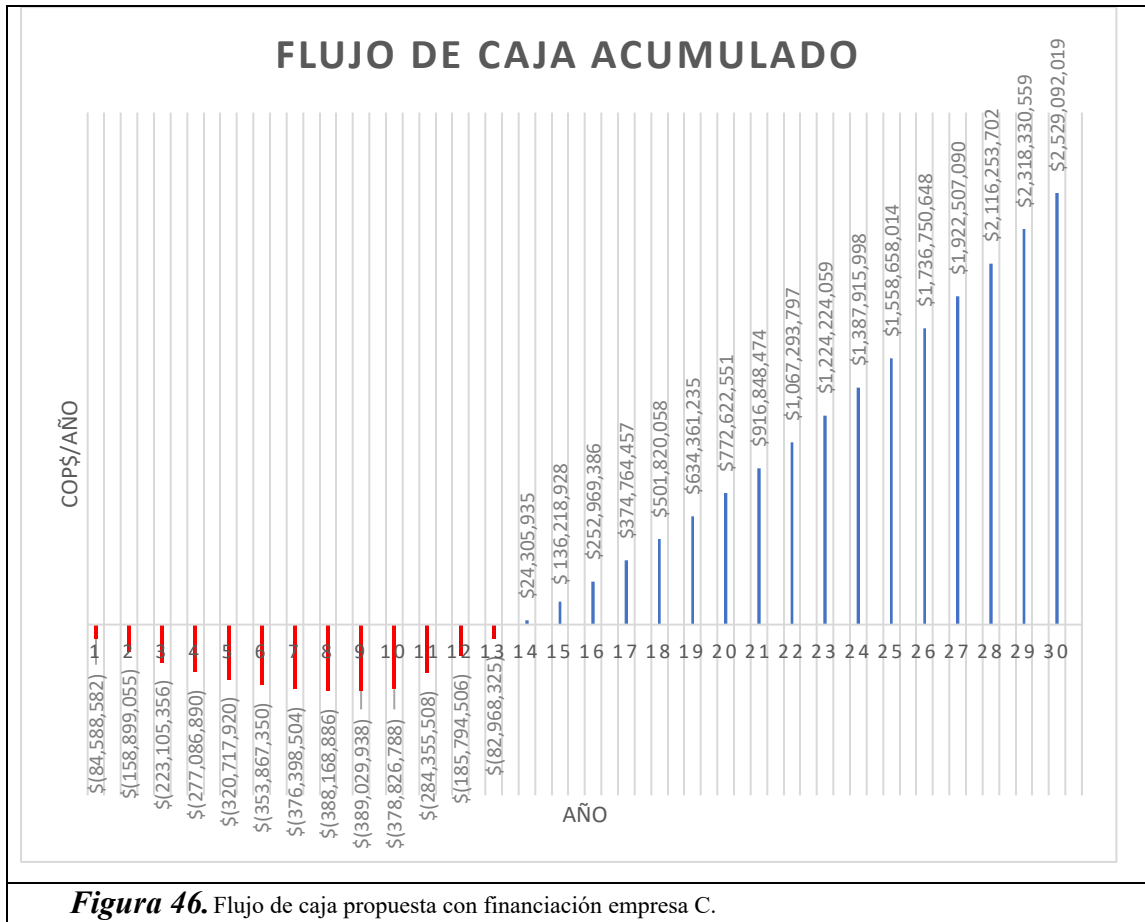
ANALISIS FINANCIERO		
VAN:	-\$	217.220.197
TIR:		7,66% Anual
*BanRep	TES COL A 30 AÑOS	9,50%
	MAS 3,5 PUNTOS	3,5%
		<b>13,00%</b>

**Figura 45.** Flujo de caja con financiación empresa C.

Observamos que en este escenario (Ver Figura 45) el proyecto tiene un valor presente negativo (VPN), lo que indica que el proyecto no recupera su inversión a valor presente, es decir el proyecto genera pérdida financiera tomando en cuenta una tasa de oportunidad del 9.5%.

Se observa también que la TIR del proyecto es inferior al costo de oportunidad tomado de 9.5% como tasa de interés del banco de la república en la actualidad. Lo que podemos concluir que el proyecto no es rentable [60].

A continuación, se comparte resumen de flujo de caja acumulado de la siguiente propuesta con financiación:



- Adicionalmente se tiene los siguientes resultados en 30 años (**Ver Figura 46**):
- Ingresos brutos acumulados a 30 años: \$ 9.174.522.626 COP
- OPEX acumulado en 30 años: -\$ 3.541.829.843 COP
- Margen operacional acumulado en 30 años: \$ 5.632.692.783 COP
- Impuestos acumulados en 30 años: -\$ 1.971.442.474 COP
- Margen neto acumulado en 30 años: \$ 3.661.250.309 COP
- Valor inversión acumulada con financiación a 10 años: -\$ 1.132.158.290 COP
- Flujo de caja acumulado a 30 años: \$ 2.529.092.019 COP

Observamos un proyecto con baja rentabilidad lo cual no representa ningún atractivo a cualquier inversionista.

### 6.1.37. Flujo de caja sin financiación:

Para el presente análisis se conversó con ambos proponentes del proyecto para evaluar la opción de poder manejar una mejor forma de pago. El oferente empresa C accedió a la siguiente modalidad de pago:

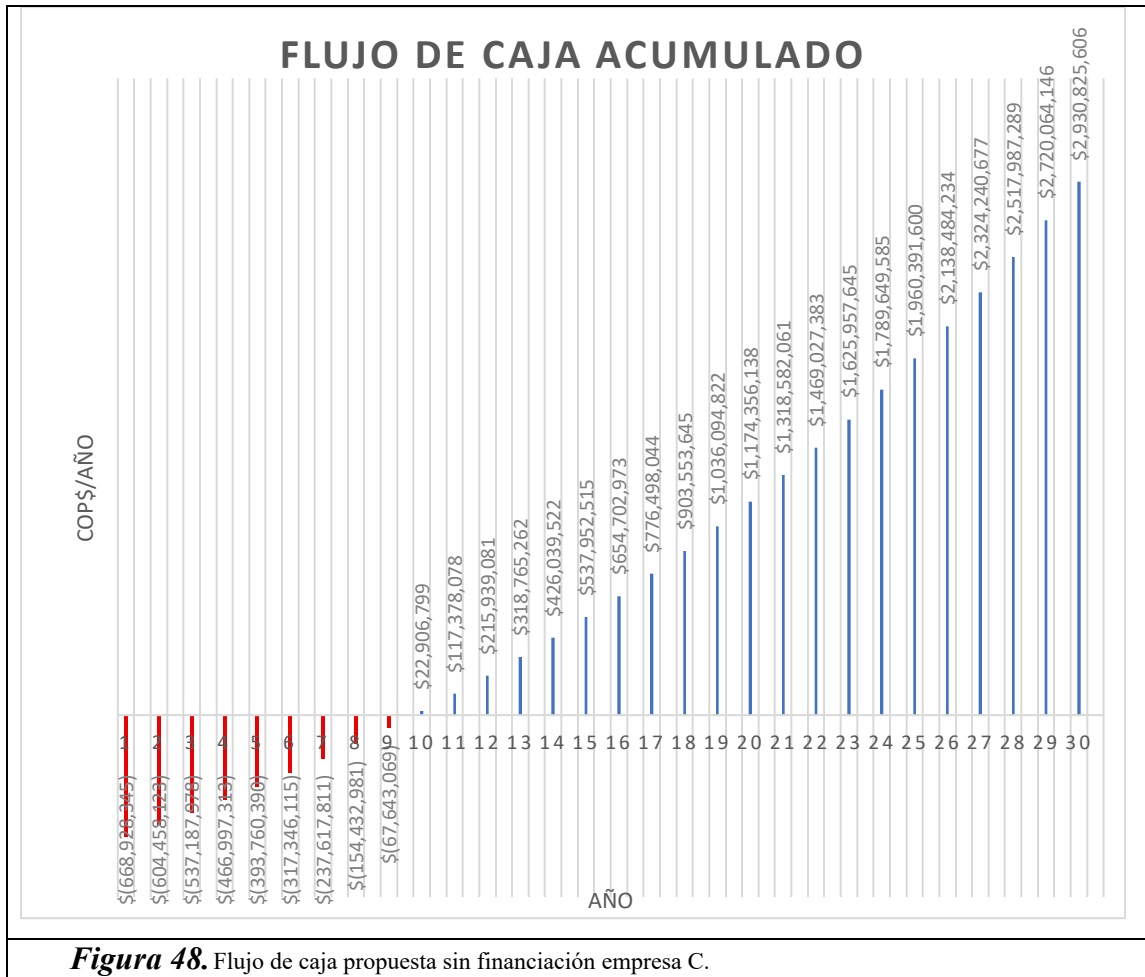
- 40% anticipo, se incluirá este costo en el primer mes de operación del flujo de caja.
- 20% incluido también el primer mes de operación.
- 10% Incluido también el en primer mes de operación.
- 10% en segundo mes de operación.
- 10% en tercer mes de operación.
- 10% en cuarto mes de operación.

ANALISIS FINANCIERO			
VAN:	\$	184.513.389	
TIR:		11,70% Anual	
*BanRep		TES COL A 30 AÑOS	9,50%
		MAS 3,5 PUNTOS	3,5%
			<b>13,00%</b>

**Figura 47.** análisis financiero sin financiamiento empresa C.

El VPN positivo (**Ver figura 47**) nos indica que el proyecto genera valor para el inversionista, es decir los ingresos futuros superan los costos descontados en valor presente. La TIR es de 11.70 % lo que indica que el rendimiento del proyecto es superior al costo de oportunidad del capital que es 9.5%.

Por lo anterior se puede considerar que este escenario es atractivo para el inversionista. Aunque la TIR no es considerablemente alta comparado con la tasa de descuento, el margen positivo indica que con un buen control de costos e ingresos el proyecto sería sostenible. A continuación, así quedaría el flujo de caja acumulado de esta oferta bajo este escenario:



Adicionalmente se tiene los siguientes resultados en 30 años (**Ver figura 48**):

- Ingresos brutos acumulados a 30 años: \$ 9.174.522.626 COP
- OPEX acumulado en 30 años: -\$ 3.541.829.843 COP
- Margen operacional acumulado en 30 años: \$ 5.632.692.783 COP
- Impuestos acumulados en 30 años: -\$ 1.971.442.474 COP
- Margen neto acumulado en 30 años: \$ 3.661.250.309 COP
- Valor inversión acumulada sin financiación: -\$ 730.424.703 COP
- Flujo de caja acumulado a 30 años: \$ 2.930.825.606 COP

### 6.1.38. Selección de mejor propuesta:

Con Base al análisis financiero y técnico realizado como parte de la metodología del proyecto. Se evaluaron dos propuestas de implementación de un SSFV para el campo petrolero Corrales presentadas por la empresa E, y empresa C, considerando escenarios con recursos propios y con financiación externa.

En la **tabla 5**, representamos los resultados de las dos propuestas y las simulaciones con financiación externa y con recursos propios:

<i>Tabla 5. Resumen análisis económico de las propuestas</i>				
Variable:	Empresa E financiación	Empresa E recursos propios	Empresa C financiación	Empresa C recursos propios
Capacidad DC (KWp)	183.4	183.4	281.43	281.43
Producción de energía (KWh/año)	237.988	237.988	369.799	369.799
Factor de forma (%)	79.3 %	79.3 %	78 %	78 %
Numero de paneles	262	262	477	477
Potencia por panel (Wp)	700	700	590	590
Ingresos brutos acumulados 30 años (COP\$)	\$ 5.904.356.069	\$ 5.904.356.069	\$ 9.174.522.626	\$ 9.174.522.626
OPEX acumulado 30 años (COP\$)	- \$ 2.226.165.015	- \$ 2.226.165.015	-\$ 3.541.829.843	-\$ 3.541.829.843
Margen operacional acumulado 30 años (COP\$)	\$ 3.678.191.054	\$ 3.678.191.054	\$ 5.632.692.783	\$ 5.632.692.783

Impuestos acumulados 30 años (COP\$)	-\$ 1.287.366.869	-\$ 1.287.366.869	-\$ 1.971.442.474	-\$ 1.971.442.474
Margen Neto acumulado 30 años (COP\$)	\$ 2.390.824.185	\$ 2.390.824.185	\$ 3.661.250.309	\$ 3.661.250.309
Costo de inversión acumulado 10 años (COP\$)	-\$ 1.177.973.955	-\$ 759.983.797	-\$ 1.132.158.290	-\$ 730.424.703
Flujo de caja acumulado 30 años (COP\$)	<b>\$ 1.212.850.230</b>	<b>\$ 1.630.840.988</b>	<b>\$ 2.529.092.019</b>	<b>\$ 2.930.825.606</b>
Tasa interna de Retorno TIR (%)	<b>4.22 %</b>	<b>7.43 %</b>	<b>7.66 %</b>	<b>11.70 %</b>
Tasa de descuento según banco de la república (%).	<b>9.50 %</b>	<b>9.50 %</b>	<b>9.50 %</b>	<b>9.50 %</b>
Valor presente neto VPN (COP\$)	<b>-\$ 580.872.146</b>	<b>-\$ 162.881.388</b>	<b>-\$ 217.220.197</b>	<b>\$ 184.513.389</b>

Los resultados demuestran que los escenarios de análisis con financiación, presenta valores negativos en el VPN, y TIRs por debajo del costo de capital de referencia que es 9.5%, lo cual indica que ambos escenarios no son financieramente viables.

Por lo contrario, con los escenarios de análisis con recursos propios de los oferentes evidencia una mejor rentabilidad. En este caso con el oferente de la empresa C un VPN positivo de \$ 184.513.389 COP y una TIR de 11.70 %, superando la tasa de descuento utilizada (9.5%) lo que indica que el proyecto si genera valor para el inversionista y es financieramente viable.

Con base a los indicadores evaluados, se determina que el mejor oferente para el desarrollo del proyecto es el de la empresa C, especialmente bajo un esquema de ejecución con

recursos propios, dado que esta propuesta tendría una rentabilidad aceptable y permite asegurar la sostenibilidad financiera y técnica del sistema a largo plazo.

#### **6.1.39. Análisis y Resultados:**

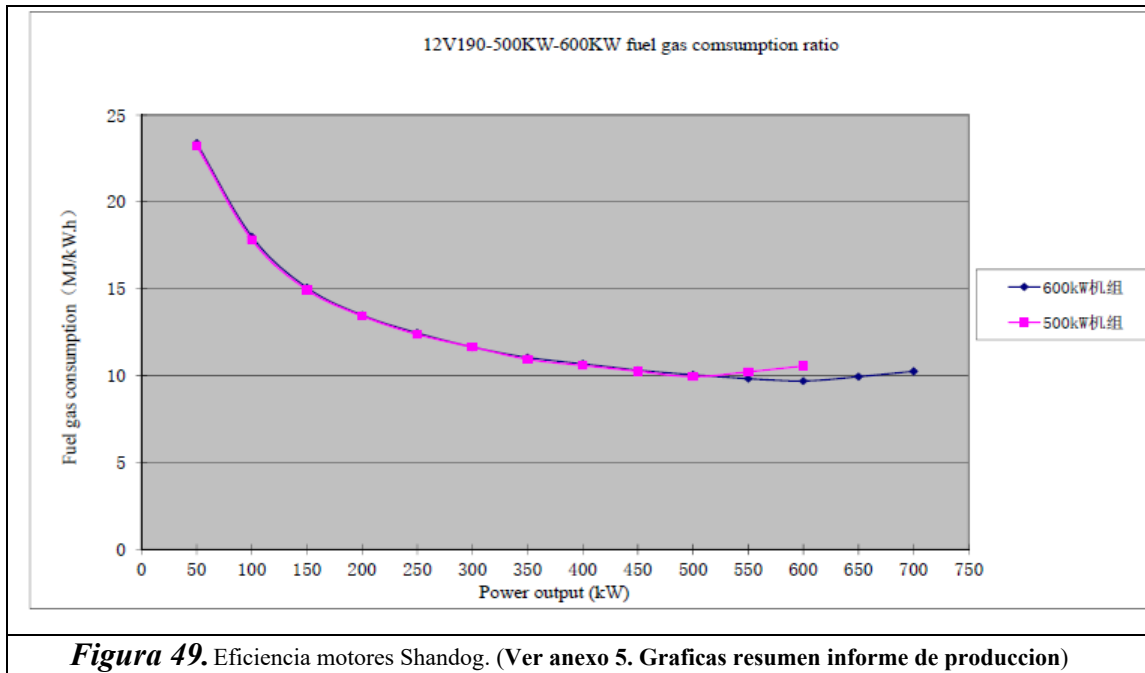
El presente proyecto propone la implementación de un sistema híbrido compuesto por generación eléctrica a gas natural, y un sistema solar fotovoltaico (SSFV) para el campo petrolero Corrales, tiene como propósito reducir el consumo de gas natural destinado a la autogeneración de energía eléctrica para el campo, y liberar el gas para poder este ser comercializado y con ello disminuir el CO<sub>2</sub>e asociado al proceso de combustión de los moto generadores que usan gas natural para generar energía eléctrica para el campo.

#### **6.1.40. Reducción del consumo de gas natural:**

Teniendo en cuenta la data operativa del campo petrolero Corrales, el consumo promedio de gas combustible es de 97512 scfd, con picos máximos de 134400 scfd, y picos mínimos de 41.300 scfd. Esta cantidad de gas natural es usada exclusivamente para la autogeneración eléctrica del campo.

La integración de un SSFV permite reducir parcialmente la demanda eléctrica que es atendida con generadores de gas natural, disminuyendo la cantidad de gas quemado en motores de combustión. En la propuesta de la empresa C con inversión propia, que es la más rentable, se estima una producción de energía pico en el primer año de 353100 KWh/año, lo que implica un remplazo directo de esta energía que ya no requeriría ser generada con moto generadores a gas natural.

Dado que los motores chinos Shandong tienen una eficiencia aproximada de 12,5 MJ/KWh, y el gas tratado de corrales tiene un poder calorífico promedio de 1014,78 BTU/scf según siguiente gráfica *Figura 49*:



**Figura 49.** Eficiencia motores Shandog. (Ver anexo 5. Graficas resumen informe de produccion)

Podemos estimar que los generadores de gas natural entregando una energía de 362 KWh promedio está consumiendo 97512 scfd equivalentes en unidad de energía a 98,95 MBTUd. La integración del SSFV disminuiría en un 11,28 % el consumo de gas natural de manera diaria, esto equivaldría a 11,16 MBTUd de gas natural.

Es decir que teniendo una tarifa promedio de comercialización del gas sumando los contratos regulados y no regulados de \$ 7,25 USD/MBTU (\$ 30.450 COP/MBTU), el ahorro diario en dinero se estima de \$80,91 USD/día (\$ 339.822 COP/día), que representaría un ahorro anual estimado de \$ 29532,15 USD (\$ 124.035.030 COP) o unos \$ 2.427,3 USD en promedio mensual , ver **Anexo 10. Análisis económico**

#### **6.1.41. Caracterización del potencial solar del campo corrales:**

Se realizó un análisis de la irradiación del sitio seleccionado usando el Software PVsyst V.8.0 (Licencia estudiantil) y fuentes como Global Solar Atlas y fuentes de información en Meteonorm 8.1. El sitio seleccionado evidenció un recurso solar anual de 2017,7

KWh/m<sup>2</sup> (PVsyst V.8.0 – Meteonorm 8.1) para irradiación horizontal global, valor que permitió el dimensionamiento del SSFV que ofrecieron los oferentes.

Se identificaron como meses óptimos de generación solar enero y, diciembre, mientras que septiembre y octubre muestran irradiancia mínima.

#### **6.1.42. Evaluación técnico – comercial de las dos propuestas:**

Se analizaron dos propuestas de empresas expertas proveedoras de SSFV: Empresa E y Empresa C. Ambas incluyeron especificaciones de paneles, inversores, capacidad instalada y costos de implementación del proyecto. Los paneles que las empresas seleccionaron son los siguientes:

- Empresa E: Panel Znshine ZX8 de 700 Wp, con un factor de forma de 79.3%.
- Empresa C: Panel Jinko Tiger Neo de 590 Wp, con un factor de forma de 78%.

Las simulaciones que se realizaron con el software PVsyst muestra que con la empresa oferente C usando la base de datos NASA – SSE logra una producción anual estimada de 353100 KWh, frente a los 269570 KWh obtenidos por la empresa E con base de datos de Meteonorm 8.1. Además, las simulaciones mostraron que la empresa C presento un mejor coeficiente de rendimiento (PR) de 76.23% respecto a la empresa E de 72.5%. La propuesta de la empresa C también ofreció mayor capacidad instalada de 281.43 KWp gracias a un mayor aprovechamiento de area.

#### **6.1.43. Evaluación de viabilidad económica del SSFV:**

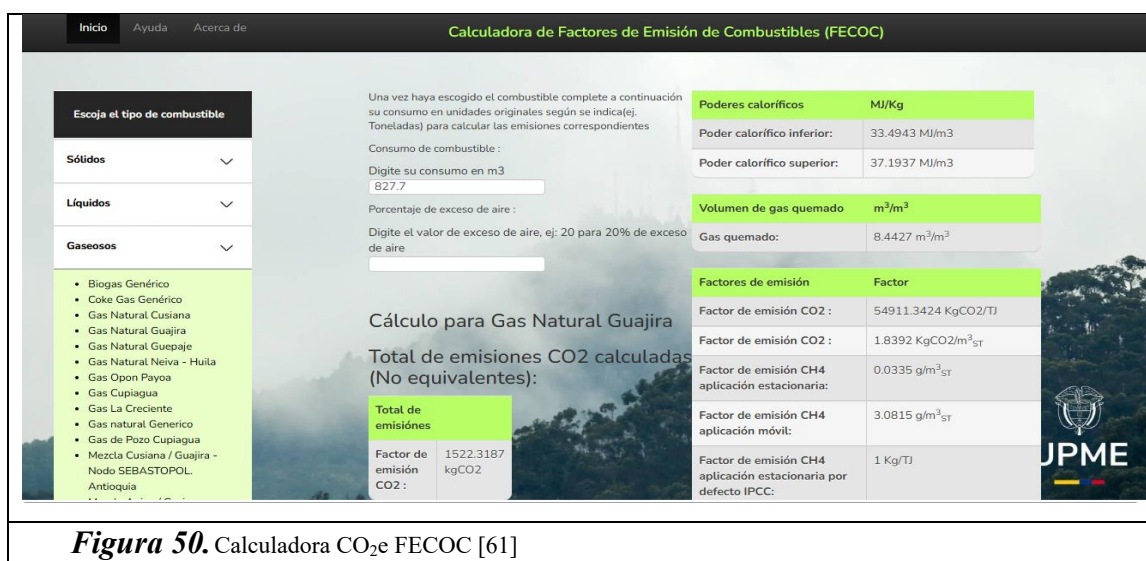
Los análisis financieros fueron desarrollados bajo dos escenarios: con financiación externa (bancos) usando informacion macroeconomica y con recursos propios. La propuesta del oferente de la empresa C, bajo un modelo de recursos propios, fue la única propuesta dentro de nuestra evaluación que alcanzo una tasa interna de retorno (TIR) superior al costo de capital de referencia de 9,5%, logrando una

TIR de 11,70 % y un valor presente neto (VPN) positivo de \$ 184.513.389 COP, lo cual indica que el proyecto genera valor. Bajo este mismo escenario, se proyectó un flujo de caja acumulado a 30 años de \$ 2.930.825.606 COP. En contraste, las demás alternativas tomando en cuenta las propuestas del oferente de la empresa E presentaron TIR inferiores al umbral y VPN negativos, lo que hace financieramente no viable los otros escenarios evaluados.

## 6.2. Análisis técnico – ambiental del sistema:

La integración del SSFV a la planta de generación con gas natural permite una reducción estimada de 11.000 scfd equivalentes a 4.01 MMSCF de gas natural al año, disminuyendo en horario diurno la necesidad parcial de generación eléctrica mediante moto generadores a gas. Este volumen de gas natural ahorrado puede aprovecharse y ser redirigido al sistema nacional de transporte (SNT) para su comercialización.

Desde el punto de vista ambiental esta reducción en el consumo de gas combustible usando la mejor propuesta seleccionada, que es la propuesta realizada por la empresa C con recursos propios, equivale a una disminución estimada de 207 TON CO<sub>2</sub>e. anual. Este resultado se basó en la información consignada en la **Figura 50** :



**Figura 50.** Calculadora CO<sub>2</sub>e FECOC [61]

Se tomaron los factores de emisiones de la calculadora de factores de emisión de combustibles (FECOC) de la UPME tomando como referencia Gas Natural Guajira para los cálculos, estos valores son relacionados en las **tablas 6,7,8,9,10 y 11** las cuales se encuentran a continuación:

### 6.2.1. Factores de calentamiento global:

<b>Tabla 6. Factores de Calentamiento global (PCG)</b>		
<b>CO2:</b>	1	kg de CO2
<b>N2O:</b>	310	(1 KG de N2O equivale a 310 KG de CO2)
<b>CH4</b>	21	<b>Figura 1.</b> KG de CH4 equivale a 21 KG de CO2)

### 6.2.2. Factores de emisión para combustible gas natural (referencia gas guajira):

<b>Tabla 7. Factores de Emisión para combustible Gas Natural</b>		
<b>Factor de emisión CO2:</b>	1,8392	KG CO2/m3
<b>Factor de emisión CH4:</b>	0,000335	KG CH4/m3
<b>Factor de emisión N2O:</b>	0,10	KG N2O/TJ

<b>Tabla 8. Especificaciones Gas Guajira</b>		
<b>PCI gas Guajira:</b>	0,00003349	TJ/M3
<b>1 MJ:</b>	947,8	BTU
<b>1TJ:</b>	1.000.000	MJ

### 6.2.3. Cálculo de factores de emisión para combustible gas natural en KG/m3:

<b>Tabla 9. Cálculo de Factores de Emisión para combustible Gas Natural en KG/m3</b>		
<b>Factor de emisión CO2:</b>	1,8392	KG CO2/m3
<b>Factor de emisión CH4:</b>	0,000335	KG CH4/m3
<b>Factor de emisión N2O:</b>	0,0000335	KG N2O/m3

#### 6.2.4. Cálculo ahorro anual de Gas natural:

<b>Tabla 10. Cálculo ahorro anual de Gas Natural</b>		
Consumo diario:	311,4	m3/día
Consumo total diario:	9.342	m3/mes
<b>Consumo anual total:</b>	<b>112104</b>	<b>m3/año</b>

#### 6.2.5. Cálculo emisiones de CO2 equivalentes anuales por gas natural:

<b>Tabla 11. Cálculo Emisiones de CO2 equivalentes anuales por Gas Natural</b>		
Emisiones CO2:	206.182	KG CO2
Emisiones N2O:	116	KG CO2eq
Emisiones CH4:	789	KG CH4eq
<b>Emisiones anuales totales:</b>	<b>207</b>	<b>TON CO2eq</b>

Estos datos pueden ser observados en el **Anexo 10. Análisis económico hoja “Gas diar Bonos de carbono SSFV”**

Los cálculos se basaron en el factor de emisión de gas guajira tomado del FECOC de 1,8392 KG CO2/M3.

Esta mejora en la reducción de emisiones del proyecto se alinea con los compromisos ambientales desde el punto de vista nacional, como política de la compañía operadora y propietaria de la planta de gas. Propendiendo con ello a la reducción de gases de efecto invernadero, aportando a la sostenibilidad del proyecto.

El sistema híbrido desde el punto de vista operativo contribuye a la optimización de la generación eléctrica del campo. Durante las horas de mayor irradiancia solar, el SSFV actúa como carga base, disminuyendo el régimen de operación de los moto generadores de gas natural contribuyendo al ahorro energético disminuyendo el consumo de gas natural para generar energía eléctrica.

Adicionalmente, si bien la reducción estimada de 207 toneladas de CO<sub>2</sub>e anuales posiciona al proyecto como ambientalmente favorable, la comercialización de bonos de carbono no resulta financieramente viable para esta iniciativa específica. En Colombia, el precio por tonelada de CO<sub>2</sub>e en el mercado voluntario oscila entre 2 y 5 USD, lo que generaría ingresos anuales aproximados entre \$1.7 millones y \$4.3 millones COP [62]. No obstante, los costos de certificación internacional exigidos para acceder a este mercado superan los \$200 millones COP, al requerir auditorías de tercera parte, monitoreo continuo y validación ante organismos acreditados. Por tanto, el costo de acceso al mercado supera ampliamente los ingresos potenciales por la venta de créditos en este proyecto. Esta estrategia podría ser rentable únicamente en proyectos de mayor escala, donde las reducciones de emisiones superen significativamente las 10.000 toneladas/año y justifiquen los costos de certificación[63].

## 7. CONCLUSIONES:

- El sistema de generación híbrido compuesto por SSFV y generación eléctrica térmica a través de moto generadores de gas natural, demostró ser viable para la autogeneración del campo petrolero corrales. El análisis de la situación energética de la empresa, irradiación solar usando softwares como PVsyst y Global Solar Atlas permitieron dimensionar adecuadamente el SSFV que los oferentes propusieron garantizando su funcionalidad. La propuesta seleccionada de la empresa oferente C, demostró una mayor capacidad de generación anual de 353.100 KWh/año y mayor eficiencia operativa (PR = 76.23%), superando el desempeño de la oferta de la empresa E.
- Desde el punto de vista económico, la propuesta de la empresa C con modalidad de uso de recursos propios, demostró ser financieramente la mas viable. Se obtuvo un valor presente neto (VPN) positivo de \$ 184.513.389 COP y una tasa interna de retorno (TIR) de 11.70 % superando la tasa de oportunidad definida tomada del

banco de la república de 9.5 %. Los resultados indican que el proyecto recupera su inversión, y genera rentabilidad a largo plazo.

- El proyecto permitió una reducción anual de 4.01 MMSCF de gas natural que, al no ser destinado a generación, pudo haber sido redirigido a venta. Esto no solo optimiza el aprovechamiento del recurso fósil en el campo teniendo en cuenta la producción y declinación, sino que además amplía la capacidad de comercialización de gas por parte del cliente o empresa productora NIKOIL, ocasionado que se generen ingresos adicionales sin incrementar el consumo energético en el campo.
- La disminución de 207 toneladas de CO<sub>2e</sub>, representa un beneficio ambiental, alineado a los compromisos de Colombia y la empresa productora de descarbonización. Este resultado confirma que los sistemas híbridos pueden aportar a la reducción de emisiones en zonas petroleras, y contribuyen a que las empresas operadoras de campos petroleros actúen como puentes tecnológicos para contribuir a la reducción de emisiones.
- Este tipo de metodología usado en el presente proyecto puede ser una alternativa replicable en otros campos petroleros que la compañía u otras compañías petroleras operan.

## 8. REFERENCIAS

- [1] IEA, “Net Zero by 2050 – Analysis,” IEA. Accessed: Nov. 22, 2024. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>
- [2] B. Patnaik, S. C. Swain, U. Kumar Rout, and R. Dash, “Performance of Solar PV under higher Concentration of Carbon dioxide and Methane,” presented at the 2022 Trends in Electrical, Electronics, Computer Engineering Conference (TEECCON), Trends in Electrical, Electronics, Computer Engineering Conference (TEECCON), 2022, May 2022, pp. 113-113–118. doi: 10.1109/TEECCON54414.2022.9854822.
- [3] A. Iwan *et al.*, “Photovoltaic Cells and Scintillators Towards Carbon Footprint Reduction: Advantages and Challenges for Ecological Safety.,” *Mater. 1996-1944*, vol. 17, no. 23, pp. 5909-5909–5939, Dec. 2024, doi: 10.3390/ma17235909.
- [4] R. Nyffenegger, Ä. Boukhatmi, N. Bocken, and S. Grösser, “Product-service-system business models in the photovoltaic industry – A comprehensive analysis,” *J. Clean. Prod.*, vol. 505, May 2025, doi: 10.1016/j.jclepro.2025.145428.
- [5] L. Marques, H. B. da Silva, J. Thakur, W. Uturbey, and P. Thakur, “Categorizing shared photovoltaic business models in renewable markets: An approach based on CANVAS and transaction costs,” *Energy Rep.*, vol. 10, pp. 1602-1602–1617, Jan. 2023, doi: 10.1016/j.egyr.2023.08.007.
- [6] S. Alam, Md. M. Abedin, Md. A. F. Siddique, and M. A. M. Bhuiyan, “Design and Feasibility Analysis of 1 MWp Floating Solar Park in Bhatiari Lake Using PVsyst Software,” presented at the 2024 6th International Conference on Sustainable Technologies for Industry 5.0 (STI), Sustainable Technologies for Industry 5.0 (STI), 2024 6th International Conference on, Dec. 2024, pp. 1-1–6. doi: 10.1109/STI64222.2024.10951069.
- [7] A. Alarcón-Peña, I. Vargas-Chaves, and J. López-Oliva, “A dilemma of gas flaring and venting regulation in Colombia: challenges of reconciling environmental protection and legal stability of investors.,” *Encuentros*, vol. 22, no. 2, pp. 81-81–90, Jul. 2024, doi: 10.15665/encuen.v22i02-Julio-dic..3362.
- [8] “Nexgen Energy Ltd at JPMorgan Energy, Power, & Renewables Conference - Final,” *Fair Discl. Wire Q. Earn. Rep.*, Jun. 2023, Accessed: May 26, 2025. [Online]. Available: <https://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=bwh&AN=32U1769948086FDW&site=eds-live>
- [9] N. Hampf, “Global Energy Transitions in the Face of Climate Change: Implications for Energy Security and Insecurity,” *Fletcher Forum World Aff.*, vol. 49, no. 1, pp. 1-1–18, Dec. 2025.
- [10] Salem Hathroubi, Chaker Aloui, and Hela Ben Hamida, “Economic Diversification, Oil Revenue and Energy Transition in Oil Dependent Countries: A Wavelet Decomposition and Panel Data Approach,” *Int. J. Energy Econ. Policy*, vol. 14, no. 5, Sep. 2024, doi: 10.32479/ijeep.16485.

- [11] UPME, “Plan Energético Nacional (PEN) 2022-2052,” Colombia Inteligente. Accessed: Nov. 11, 2024. [Online]. Available: [https://colombiainteligente.org/es\\_co/tendencias/plan-energetico-nacional-pen-2022-2052/](https://colombiainteligente.org/es_co/tendencias/plan-energetico-nacional-pen-2022-2052/)
- [12] Ministerio de Minas y Energía, “Informe de recursos y reservas con corte diciembre de 2022, insumo para la Transición Energética Justa en Colombia,” Minenergía. Accessed: Jun. 27, 2024. [Online]. Available: <https://www.minenergia.gov.co/es/sala-de-prensa/noticias-index/informe-de-recursos-y-reservas-con-corte-diciembre-de-2022-insumo-para-la-transici%C3%B3n-energ%C3%A9tica-justa-en-colombia/>
- [13] C. Wang, H. Chen, Z. Wang, Y. Gao, and G. Zhang, “Economic assessment and grid parity analysis of photovoltaic power generation considering tradable green certificate,” *Appl. Energy*, vol. 382, Mar. 2025, doi: 10.1016/j.apenergy.2025.125282.
- [14] D. Cardona, J. A. Tamayo, and J. S. Eslava-Garzón, “Hacia una matriz energética sostenible en Colombia. Una revisión sistemática de la literatura.,” *Inf. Tecnológica*, vol. 35, no. 5, pp. 1–16, Oct. 2024, doi: 10.4067/S0718-07642024000500001.
- [15] L. Chen, Y. Bai, B. Xu, Y. Li, Z. Dong, and S. Wang, “An Efficient and Robust Method to Predict Multifractured Horizontal Well Production in Shale Oil and Gas Reservoirs.,” *Geofluids*, pp. 1-1–11, Aug. 2021, doi: 10.1155/2021/3730322.
- [16] T. I. Ingo, L. Gyoh, Y. Sheng, M. K. Kaymak, A. D. Şahin, and H. M. Pouran, “Accelerating the Low-Carbon Energy Transition in Sub-Saharan Africa through Floating Photovoltaic Solar Farms.,” *Atmosphere*, vol. 15, no. 6, pp. 653-653–670, Jun. 2024, doi: 10.3390/atmos15060653.
- [17] Nations United, “Net Zero Coalition | Naciones Unidas,” United Nations. Accessed: Nov. 22, 2024. [Online]. Available: <https://www.un.org/es/climatechange/net-zero-coalition>
- [18] “MarketLine Industry Profile: Oil & Gas in Colombia.,” *Oil Gas Ind. Profile Colomb.*, pp. 1-1–49, Feb. 2025.
- [19] “PVsyst – Photovoltaic software.” Accessed: Jun. 27, 2024. [Online]. Available: <https://www.pvsyst.com/>
- [20] Md. A. Reza, M. Jahan, U. Das, Md. S. Rahman, M. Bayzid, and Md. R. Islam, “Economic and Feasibility Study of Solar Energy Utilization on Metro Rail Tracks via PVSyst,” presented at the 2025 IEEE International Conference on Interdisciplinary Approaches in Technology and Management for Social Innovation (IATMSI), Interdisciplinary Approaches in Technology and Management for Social Innovation (IATMSI), 2025 IEEE International Conference on, Mar. 2025, pp. 1-1–7. doi: 10.1109/IATMSI64286.2025.10984766.
- [21] F. Wang, R. Li, G. Zhao, D. Xia, and W. Wang, “Simulation test of 50 MW grid-connected ‘Photovoltaic+Energy storage’ system based on pvsyst software,” *Results Eng.*, vol. 22, p. 102331, Jun. 2024, doi: 10.1016/j.rineng.2024.102331.
- [22] “Global Solar Atlas.” Accessed: Jun. 27, 2024. [Online]. Available: <https://globalsolaratlas.info/support/about>

- [23] A. Karmakar, P. K. Sadhu, S. Das, S. P. Bihari, B. Khan, and A. Ali, “Techno-economic analysis and optimized PV-powered EV charging facilities under various climate conditions in India,” *Discov. Sustain.*, vol. 6, no. 1, Dec. 2025, doi: 10.1007/s43621-025-01119-7.
- [24] V. Herrera, “SISTEMA HIBRIDO EOLICO-FOTOVOLTAICO,” 2011.
- [25] A. Gawlik *et al.*, “Assessment of the Efficiency of a Hybrid Photovoltaic and Photovoltaic Heating System (PV–Solar) in the Context of a Warehouse for a Housing Community in Poland.,” *Energ. 19961073*, vol. 17, no. 10, pp. 2264–2295, May 2024, doi: 10.3390/en17102264.
- [26] Abdalbaki. A. Allous, Hassan. A. El-Gamal, and E.-Arabi. M. Attia, “Modeling and Simulation of a Hybrid Gas Turbine Power Plant-Solar Photovoltaic Plant System used in Messla Oil Field,” in *2022 IEEE 2nd International Maghreb Meeting of the Conference on Sciences and Techniques of Automatic Control and Computer Engineering (MI-STA)*, May 2022, pp. 759–766. doi: 10.1109/MI-STA54861.2022.9837616.
- [27] P. Di Leo, A. Ciocia, G. Malgaroli, and F. Spertino, “Advancements and Challenges in Photovoltaic Power Forecasting: A Comprehensive Review.,” *Energ. 19961073*, vol. 18, no. 8, pp. 2108–2108–2135, Apr. 2025, doi: 10.3390/en18082108.
- [28] J. E. U. Erazo and A. J. M. Peralta, “Enfoque técnico para la implantación de sistemas híbridos de energías renovables: retos, posibilidades e implicaciones,” *Reincisol.*, vol. 3, no. 5, Art. no. 5, Jun. 2024, doi: 10.59282/reincisol.V3(5)1428-1446.
- [29] M. Rosberg, “Unlocking the Potential of Solar-Hydro Hybrid Solutions: Feasibility and Economic Analysis,” Jan. 2023, Accessed: Nov. 11, 2024. [Online]. Available: <https://research.ebsco.com/linkprocessor/plink?id=f206a02b-3791-3d21-b4d8-b72e9794bca7>
- [30] C. Czipf, “The impact of changing energy prices, interest rates, and investment costs on the net present value and internal rate of return for alternative energy projects,” *Discov. Sustain.*, vol. 6, no. 1, Dec. 2025, doi: 10.1007/s43621-025-00921-7.
- [31] A. Ołtarzewska and D. A. Krawczyk, “Simulation and Performance Analysis of an Air-Source Heat Pump and Photovoltaic Panels Integrated with Service Building in Different Climate Zones of Poland.,” *Energ. 19961073*, vol. 17, no. 5, pp. 1182–1182–1198, Mar. 2024, doi: 10.3390/en17051182.
- [32] S. Rodríguez Reyes, “INFLUENCIA DE LA TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA EN LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA,” PROYECTO FIN DE CARRERA, UNIVERSIDAD DE SEVILLA, Sevilla, 2013. [Online]. Available: [chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcgclefindmkaj/https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/5195/fichero/PFC\\_SRR%252FPROYECTO+COMPLETO%252FPFC\\_SANTOS+RODRIGUEZ+REYES.pdf](chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcgclefindmkaj/https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/5195/fichero/PFC_SRR%252FPROYECTO+COMPLETO%252FPFC_SANTOS+RODRIGUEZ+REYES.pdf)
- [33] “Parámetros de paneles solares fotovoltaicos | SunFields,” SunFields | Expertos en Energía Fotovoltaica para Ahorro Energético en España. Accessed: Jun. 14, 2025. [Online]. Available: <https://www.sfe-solar.com/paneles-solares/parametros/>
- [34] “Performance Ratio, el factor de calidad de una instalación fotovoltaica | SunFields,” SunFields | Expertos en Energía Fotovoltaica para Ahorro Energético en

- España. Accessed: Jun. 14, 2025. [Online]. Available: <https://www.sfe-solar.com/instalaciones-fotovoltaicas/performance-ratio/>
- [35] P. Pineda, *Resiliencia energética y degradación de sistemas fotovoltaicos*, (Jun. 06, 2025).
- [36] M. M. Rahman, I. Khan, and K. Alameh, “Potential measurement techniques for photovoltaic module failure diagnosis: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 151, Nov. 2021, doi: 10.1016/j.rser.2021.111532.
- [37] n-type modules E. Bellini, “Prospects for reusing silicon from end-of-life solar modules in new ingot production,” *pv magazine International*. Accessed: Jun. 13, 2025. [Online]. Available: <https://www.pv-magazine.com/2024/12/27/prospects-for-reusing-silicon-from-end-of-life-solar-modules-in-new-ingot-production/>
- [38] V. 9-tech has developed a thermomechanical process to recycle end-of-life P. panels, W. E. R. S. an 87% R. Y. of M. S. as Silicon, copper, and silver L. Morandotti, “Italian startup develops thermo-mechanical PV panel recycling process,” *pv magazine International*. Accessed: Jun. 13, 2025. [Online]. Available: <https://www.pv-magazine.com/2024/09/13/italian-startup-develops-thermo-mechanical-pv-panel-recycling-process/>
- [39] N. E. P. A. circular solar program recipients have progressed their projects to scale up solar panel recycling solutions in N. S. Wales and divert valuable material from landfill E. Foley, “Solar panel recycling projects keeping modules and inverters out of landfill,” *pv magazine Australia*. Accessed: Jun. 13, 2025. [Online]. Available: <https://www.pv-magazine-australia.com/2025/01/08/solar-panel-recycling-projects-keeping-modules-and-inverters-out-of-landfill/>
- [40] “What are carbon credits.” Accessed: Jun. 14, 2025. [Online]. Available: <https://www.conservation.org/projects/what-are-carbon-credits>
- [41] N. Johnson, “How Carbon Credits Are Verified: The Carbon Credit Verification Process,” *EcoCart*. Accessed: Jun. 14, 2025. [Online]. Available: <https://ecocart.io/how-carbon-credits-are-verified/>
- [42] M. C. Pinto, M. Gaeta, E. Arco, P. Boccardo, and S. P. Corgnati, “Mapping the suitability of North Africa for green hydrogen production: an application of a multi-criteria spatial decision support system combining GIS and AHP for Tunisia,” *Energy Sustain. Soc.*, vol. 15, no. 1, Dec. 2025, doi: 10.1186/s13705-025-00512-4.
- [43] R. R. M. Eiada and E. A. Badran, “Design and Simulation of 72kW Stand-alone PV System for a Gas Charge Station,” presented at the 2024 25th International Middle East Power System Conference (MEPCON), Power System Conference (MEPCON), 2024 25th International Middle East, Dec. 2024, pp. 1-1–7. doi: 10.1109/MEPCON63025.2024.10850397.
- [44] G. Viduruwan and D. K. A. Induranga, “Validation of Meteonorm 8 for energy estimation of Solar Power Plants in Sri Lanka, Using PVsyst Software,” presented at the 2021 3rd International Conference on Electrical Engineering (EECon), Electrical Engineering (EECon), 2021 3rd International Conference on, Sep. 2021, pp. 1-1–6. doi: 10.1109/EECon52960.2021.9580960.
- [45] Sultan Tarawneh, Anoud Fawwaz Almahmoud, and Hassan Hajjeh, “Impact of Cash Flow Variation on Project Performance: Contractors’ Perspective,” *Eng.*

- Manag. Prod. Serv.*, vol. 16, no. 1, pp. 73-73–85, Jan. 2023, doi: 10.2478/emj-2023-0006.
- [46] Maurel & Prom S.A., “Maurel & Prom: Signing of a Letter of Intent for the Acquisition of a 40% Operating Working Interest in the Sinu-9 Gas Licence in Colombia,” *Business Wire (English)*, Jan. 20, 2025. Accessed: May 27, 2025. [Online]. Available: <https://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=bwh&AN=bizwire.20250119696415&site=eds-live>
- [47] N. Darghouth, G. Barbose, J. Zuboy, P. Gagnon, A. Mills, and L. Bird, “Demand charge savings from solar PV and energy storage,” Nov. 2020, Accessed: May 27, 2025. [Online]. Available: <https://escholarship.org/uc/item/3mk3112s>
- [48] A. Kuznetsov, “CRITICAL ANALYSIS OF THE CONCEPT OF INTERNAL RATE OF RETURN OF INVESTMENTS PROJECTS,” *Вестник Университета*, no. 5, pp. 140-140–146, May 2018, doi: 10.26425/1816-4277-2018-5-140-146.
- [49] F. Busato, R. M. Lazzarin, and M. Noro, “Ten years history of a real gas driven heat pump plant: Energetic, economic and maintenance issues based on a case study,” *Appl. Therm. Eng.*, vol. 31, no. 10, pp. 1648-1648–1654, Jan. 2011, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2011.02.006.
- [50] “Colombia: Ecopetrol completes maintenance works at Cupiagua gas plant,” *Valona - News Monitoring*, Jan. 16, 2024. Accessed: May 27, 2025. [Online]. Available: <https://www.emis.com/v2/documents/806596684>
- [51] H. Shui, H. Tian, F. Bai, Q. Li, Y. Wang, and W. Guo, “The influence of low calorific value gas components on the performance of in-situ conversion catalytic combustion heaters,” *Energy*, vol. 313, Dec. 2024, doi: 10.1016/j.energy.2024.134077.
- [52] “Google Maps,” Google Maps. Accessed: Aug. 10, 2025. [Online]. Available: [https://www.google.com/maps/place/5%C2%B048'18.0%22N+72%C2%B052'09.0%22W/@5.805038,-72.8694083,54m/data=!3m1!1e3!4m4!3m3!8m2!3d5.805!4d-72.869166?entry=tту&g\\_ep=EgoyMDI1MDgwNi4wIKXMDSOASAFQAw%3D%3D](https://www.google.com/maps/place/5%C2%B048'18.0%22N+72%C2%B052'09.0%22W/@5.805038,-72.8694083,54m/data=!3m1!1e3!4m4!3m3!8m2!3d5.805!4d-72.869166?entry=tту&g_ep=EgoyMDI1MDgwNi4wIKXMDSOASAFQAw%3D%3D)
- [53] “Global Solar Atlas.” Accessed: Aug. 10, 2025. [Online]. Available: <https://globalsolaratlas.info/map?c=5.804806,-72.867885,11&s=5.804806,-72.867885&m=site>
- [54] Green, “Solar cell fill factors: General graph and empirical expressions,” *Solid-State Electron.*, vol. 24, pp. 788–789, 1981, doi: 10.1016/0038-1101(81)90062-9.
- [55] “Solar Panel Cleaning: What You Need To Know,” EnergySage. Accessed: Jun. 23, 2025. [Online]. Available: <https://www.energysage.com/solar/solar-panel-cleaning/>
- [56] “(PDF) IRENA and IEA PVPS (2016) - End-of-Life Management: Solar Photovoltaic Panels,” ResearchGate. Accessed: Jun. 23, 2025. [Online]. Available: [https://www.researchgate.net/publication/305331245\\_IRENA\\_andIEA\\_PVPS\\_2016\\_-\\_End-of-Life\\_Management\\_Solar\\_Photovoltaic\\_Panels](https://www.researchgate.net/publication/305331245_IRENA_andIEA_PVPS_2016_-_End-of-Life_Management_Solar_Photovoltaic_Panels)
- [57] A. Walker *et al.*, “Model of Operation-and-Maintenance Costs for Photovoltaic Systems,” 2020, [Online]. Available: <https://docs.nrel.gov/docs/fy20osti/74840.pdf>

- [58] O. Team, “Solar Panel Recycling Cost: Key Insights,” Okon Recycling. Accessed: Jun. 23, 2025. [Online]. Available: <https://www.okonrecycling.com/renewables-recycling/solar-panel-recycling/solar-panel-recycling-cost/>
- [59] “2024 CMTS,” Tableau Software. Accessed: Jul. 19, 2025. [Online]. Available: <https://public.tableau.com/views/2024CMTS/TechSummary?:embed=y&:toolbar=no&Technology=CommPV&:embed=y&:showVizHome=n&:bootstrapWhenNotified=y&:apiID=handler0>
- [60] “Inicio | Banco de la República.” Accessed: Jun. 23, 2025. [Online]. Available: <https://www.banrep.gov.co/es>
- [61] “app.upme.gov.co/Calculadora\_Emisiones1/new/calculadora.html.” Accessed: Aug. 10, 2025. [Online]. Available: [https://app.upme.gov.co/Calculadora\\_Emisiones1/new/calculadora.html](https://app.upme.gov.co/Calculadora_Emisiones1/new/calculadora.html)
- [62] “(7) ¿Cuánto pagan por un bono de carbono en Colombia? | LinkedIn.” Accessed: Jun. 23, 2025. [Online]. Available: <https://www.linkedin.com/pulse/cu%C3%A1nto-pagan-por-un-bono-de-carbono-en-colombia-fibraandinacolombia-qrawe/>
- [63] WWF, “MODELO FINANCIERO PARA EL CÁLCULO DE RENTABILIDADES TIPO DE UN PROYECTO REDD+ EN LA AMAZONÍA COLOMBIANA,” 2022. [Online]. Available: [chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://wwflac.awsassets.panda.org/downloads/anexo\\_6\\_redd\\_1804.pdf](chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://wwflac.awsassets.panda.org/downloads/anexo_6_redd_1804.pdf)