

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO - FINANCIERA DEL USO DE ENERGÍA  
SOLAR TÉRMICA COMO SUSTITUTO DE COMBUSTIBLE EN LA  
GENERACIÓN DE VAPOR PARA INYECCIÓN CONTINUA EN UN CAMPO DE  
ESTUDIO**

**JUAN PABLO FUQUEN PAEZ  
JAISSON MATEO RODRÍGUEZ BELTRÁN**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERIAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C.  
2017**

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO - FINANCIERA DEL USO DE ENERGÍA  
SOLAR TÉRMICA COMO SUSTITUTO DE COMBUSTIBLE EN LA  
GENERACIÓN DE VAPOR PARA INYECCIÓN CONTINUA EN UN CAMPO DE  
ESTUDIO**

**JUAN PABLO FUQUEN PAEZ  
JAISSON MATEO RODRÍGUEZ BELTRÁN**

**Proyecto integral de grado para optar al título de  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director  
NELSON MEJÍA  
Ingeniero de Petróleos**

**Co-Director  
DIEGO F. GÓMEZ  
Ingeniero Mecánico**

**Asesor  
IVAN EDUARDO PEÑALOZA  
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C.  
2017**

Nota de aceptación

---

---

---

---

---

---

---

---

---

Ing. Iván E. Peñaloza  
Presidente de los Jurados

---

Ing. Claudia Angélica Rubio  
Jurado 1

---

Ing. Jaime Amariz  
Jurado 2

Bogotá D.C., Julio de 2017

## **DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD**

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

**Dr. JAIME POSADA DÍAZ**

Vice-rector de Desarrollo y Recursos Humanos

**Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA**

Vice-rectora Académica y de Postgrados

**Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS**

Secretario General

**Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA**

Decano Facultad de Ingeniería

**Dr. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI**

Director (E) Facultad de Ingeniería de Petróleos

**Dr. EDGAR DAVID CEDEÑO LIGARRETO**

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

## **DEDICATORIA**

Esta tesis es la integración de los conocimientos y el esfuerzo de mis mentores, mis maestros y la confianza y el apoyo incondicional que mi familia me ha ofrecido desde siempre. A Martha Lucia y Oscar Mauricio, porque la herencia más valiosa que me pueden dejar es la educación; por haber tenido la visión de que estudiar en el seno del sistema de educación francés en el Lycée Français Louis Pasteur me iba a convertir en un ciudadano ejemplar, con un pensamiento crítico bien estructurado y con unas ganas de devorar al mundo y cambiar el status quo para el beneficio de todos. Gracias al propósito y al esfuerzo siento gran satisfacción por haber realizado un proyecto que vela por continuar explotando nuestros recursos (vitales para el sostenimiento de la civilización actual) y al mismo tiempo, participar en la transición energética que favorece a nuestro medio ambiente y mitiga los efectos del cambio climático.

A mi hermanita Isabella, por ser esa persona que siempre me alegra la vida, que ha confiado en lo que hago y en lo que seré. Espero ser un ejemplo para ti.

A mi prima Erika, que en paz descanses.

***JUAN PABLO FUQUEN PAEZ***

## **DEDICATORIA**

### **A Dios.**

Por haberme permitido en su infinita bondad y amor, culminar mi carrera satisfactoriamente, por abrir puertas a oportunidades maravillosas, por colocar en mi camino personas estupendas que aportaron en mi crecimiento personal y profesional, por darme la fuerza, la paciencia y la dirección para sobrellevar toda adversidad durante mi carrera, sin Él nada habría sido posible.

### **A mis Padres.**

Por su constante amor y preocupación por ayudarme a tomar siempre las mejores decisiones, por el apoyo y motivación en los momentos más críticos de la carrera y desarrollo de este proyecto, por que en su sabiduría encontré herramientas útiles para dar pasos firmes en pro de las metas alcanzadas con la finalización de este proyecto.

### **A mis Amigos.**

A todos mis compañeros, en especial a: Nicolás Salcedo, Juan Acosta y David Sierra, con quienes pasamos años aprendiendo, riendo, estudiando y esforzándonos. A Juan Fuquen, por su compromiso incesable y su compañerismo. Este es el fruto de lo que cosechamos. Exitos de aquí en adelante para todos!

***MATEO RODRIGUEZ BELTRÁN***

## **AGRADECIMIENTOS**

A Occidental Andina, LLC por darnos la oportunidad de realizar nuestra tesis, ofrecernos un espacio de trabajo en sus oficinas y brindarnos un apoyo incondicional de profesionales de muy alto nivel y de reconocimiento nacional e internacional.

A nuestro director, el ingeniero Nelson Mejía, por su conocimiento, su dirección y su pensamiento crítico. A nuestro co-director, el ingeniero Diego Gomez, por su paciencia, conocimiento técnico, sus enseñanzas, su experiencia y su entusiasmo por las energías renovables. Gracias, por haber confiado en nosotros y muchas gracias por ser quienes nos han dado la mano para dar el salto de ser estudiantes a ser profesionales. Es realmente un honor haber podido trabajar con ustedes.

A la ingeniera Olga Vergara, por su ayuda constante de principio a fin.

A Liliana Indaburu, por su apoyo y por habernos enseñado a utilizar el SIG.

Al ingeniero Nicolas Gómez, por ayudarnos a estructurar y organizar el proyecto.

Al ingeniero Ph.D. Ruben Ramirez, al ingeniero Ph.D Manuel Villafañe y al ingeniero Kern Hankins por sus aportes en aspectos técnicos y por su colaboración en el diseño de la integración de las tecnologías a las facilidades.

Al ingeniero Mark Kapelke, por su disposición y facilidad para enseñar, por habernos guiado y orientado durante todo el proyecto y habernos acompañado y transmitido sus conocimientos de recobro mejorado en la visita al campo de estudio.

Al ingeniero Ivan Peñaloza, por su excelente actitud y profesionalismo que le ayudaron a dar forma y a solucionar todos los problemas que se presentaron en el camino.

A Ebsilon@Professional, por habernos otorgado una licencia profesional para el desarrollo de nuestra tesis.

## CONTENIDO

	pág.
<b>1. GENERALIDADES DEL CAMPO DE ESTUDIO</b>	<b>35</b>
1.1 HISTORIA DEL CAMPO DE ESTUDIO	35
1.2 LOCALIZACIÓN	36
1.3 MARCO GEOLÓGICO	39
1.4 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA	39
1.4.1 Estratigrafía	40
1.4.1.1 Grupo Girón	40
1.4.1.2 Formación Los Santos	40
1.4.1.3 Formación Rosablanca	40
1.4.1.4 Formación La Paja	41
1.4.1.5 Formación Tablazo	41
1.4.1.6 Formación Simití	41
1.4.1.7 Formación La Luna	41
1.4.1.8 Formación Umir	42
1.4.1.9 Formación Lisama	42
1.4.1.10 Formación La Paz	42
1.4.1.11 Formación Esmeraldas	42
1.4.1.12 Formación Mugrosa	43
1.4.1.13 Formación Colorado	43
1.4.1.14 Grupo Real	43
1.4.1.15 Formación Mesa	44
1.5 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO	44
1.5.1 Roca Generadora	45
1.5.2 Roca Almacén	45
1.5.3 Migración	45
1.5.4 Roca Sello	46
1.5.5 Trampa	46
1.6 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	46
1.7 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	48
1.7.1 Métodos de producción	48
1.7.2 Tiempo de producción	49
1.7.3 Número de pozos	49
<b>2. DESCRIPCIÓN Y GENERALIDADES DEL RECOBRO MEJORADO TÉRMICO Y LA GENERACIÓN DE VAPOR PARA INYECCIÓN</b>	<b>50</b>
2.1 GENERALIDADES DE LA RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS	50
2.1.1 Rangos de aplicación y criterios de los diferentes métodos de recobro terciario	53

2.1.2	Inyección de vapor	61
2.1.2.1	Inyección de vapor cíclica	62
2.1.2.2	Inyección de vapor continua	62
2.2	<b>GENERACIÓN CONVENCIONAL DE VAPOR en PROYECTOS DE RECOBRO MEJORADO TÉRMICO</b>	63
2.2.1	Propiedades térmicas	63
2.2.2	Tratamiento del agua para la generación de vapor	66
2.2.3	Equipos para la generación de vapor	68
2.3	<b>CASOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE RECOBRO MEJORADO TÉRMICO CON ENERGÍA SOLAR TÉRMICA</b>	73
2.3.1	El caso de California	74
2.3.1.1	Campo McKittrick	74
2.3.1.2	Campo Coalinga	74
2.3.2	El caso de Omán	76
2.3.3	El caso de Kuwait	78
2.4	<b>GENERALIDADES DE LA GENERACIÓN DE VAPOR CON ENERGÍA SOLAR TÉRMICA PARA RECOBRO MEJORADO TÉRMICO</b>	78
2.4.1	Energía Solar	78
2.4.2	Definición de Radiación Solar	79
2.4.2.1	Radiación horizontal, normal y en un plano inclinado	80
2.4.2.2	Aplicaciones de la energía solar	81
2.4.3	Torre Solar	83
2.4.4	Reflectores Fresnel	86
2.4.5	Cilindros Parabólicos	90
2.4.6	Rangos de aplicación y criterios de las diferentes tecnologías de energía solar térmica	93
3.	<b>EVALUACIÓN Y SELECCIÓN DE LAS VARIABLES DE INTERÉS</b>	97
3.1	<b>RADIACIÓN SOLAR EN EL CAMPO DE ESTUDIO</b>	97
3.2	<b>ESPACIO DISPONIBLE VS ESPACIO REQUERIDO</b>	101
3.2.1	Estudio del espacio disponible	102
3.2.2	Estudio de condiciones medioambientales del espacio disponible	108
3.2.3	Delimitación del espacio disponible de acuerdo al espacio requerido	111
3.3	<b>EVALUACIÓN CUALITATIVA Y SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS</b>	120
3.3.1	Definición de criterios	120
3.3.1.1	Costos de inversión	120
3.3.1.2	Comercialización de la tecnología	120
3.3.1.3	Plazo de recuperación	121
3.3.1.4	Operación y mantenimiento	122
3.3.1.5	Área instalada	122
3.3.1.6	Riesgo	122

3.3.2	Realización de matriz comparativa de las alternativas	122
3.4	<b>MODELO MATEMÁTICO</b>	124
3.4.1	Ángulo Solar Incidente	125
3.4.2	Mecanismos de Concentración Solar	126
4.	<b>SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS REFLECTORES FRESNEL Y CILINDROS PARABÓLICOS</b>	132
4.1	<b>GENERALIDADES DE EBSILON® PROFESSIONAL</b>	132
4.1.1	Generalidades de EBSOLAR	133
4.2	<b>PROGRAMACIÓN DEL MODELO EN EBSOLAR DE EBSILON® PROFESSIONAL</b>	134
4.2.1	Componente solar	134
4.2.2	El Campo Solar	137
4.2.2.1	Campo Solar Reflectores Fresnel	137
4.2.2.2	Campo Solar Cilindros Parabólicos	138
4.3	<b>VALORES DE ENTRADA PARA LA SIMULACIÓN</b>	134
4.3.1.1	Valores de entrada para la simulación de Reflectores Fresnel	137
4.4	<b>CORRIDA DEL MODELO</b>	142
4.5	<b>TABLAS RESUMEN DE LOS RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES</b>	144
4.5.1	Resultados de la simulación de los Reflectores Fresnel	144
4.5.1.1	Resultados LF MIROXX	145
4.5.1.2	Resultados LF NOVATEC – NOVA 1	147
4.5.2	Resultados de la simulación de los Cilindros Parabólicos	149
4.5.2.1	Resultados PT Eurotrough 2	149
4.5.3	Área de interés y resultados de la simulación	152
4.6	<b>ANÁLISIS GENERAL DE RESULTADOS DEL RECOBRO MEJORADO TÉRMICO CON ENERGÍA SOLAR</b>	153
4.6.1	Ejemplo de cálculo de la producción de petróleo inyectando vapor por Reflectores Fresnel y Cilindros Parabólicos	154
4.6.1.1	Ejemplo de generación de vapor para inyección con Reflectores Fresnel	154
4.6.1.2	Ejemplo de generación de vapor para inyección con Cilindros Parabólicos	156
4.6.2	Resultados del incremento en la producción por inyección de vapor en el campo de estudio	157
4.6.3	Análisis del impacto de la intermitencia del sol en el recobro mejorado térmico con energía solar	159
4.6.4	Análisis y consideraciones técnicas del recobro mejorado térmico con energía solar	160
4.6.5	Conclusión del análisis general de resultados	162
5.	<b>APLICACIÓN Y CONSIDERACIONES DE PROYECTOS DE RECOBRO MEJORADO TÉRMICO CON ENERGÍA SOLAR</b>	165
5.1	<b>INTEGRACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS A LAS FACILIDADES</b>	165

5.2	DISEÑO DEL CAMPO SOLAR	165
5.3	DISEÑO DE SATÉLITES SOLARES	167
5.4	CONSIDERACIONES OPERACIONALES DE LOS REFLECTORES FRESNEL Y DE LOS CILINDROS PARABÓLICOS	171
5.4.1	Consideraciones operacionales para el diseño de satélites solares	171
5.4.2	Consideraciones operacionales para el diseño de generación directa de vapor y tanque de almacenamiento	171
5.5	CONSIDERACIONES AMBIENTALES	172
5.5.1	Uso del agua y su impacto ambiental	173
5.5.2	Problemas asociados con los fluidos de trabajo	174
5.5.3	Uso de materiales de construcción del campo solar	174
5.5.4	Impactos ecológicos	174
5.5.5	Impacto social	174
5.6	ENERGÍAS RENOVABLES EN COLOMBIA Y EN EL MUNDO	175
5.6.1	El cambio climático y las energías renovables	175
5.6.2	Beneficios de la Ley 1715 del 2014	176
5.6.3	Bonos de Carbono	177
6.	ANÁLISIS FINANCIERO	181
6.1	ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)	182
6.1.1	Escenario actual	182
6.1.2	Escenarios propuestos	182
6.1.2.1	Escenario 1	182
6.1.2.2	Escenario 2	183
6.2	ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	183
6.2.1	Escenario actual	184
6.2.2	Escenarios propuestos	186
6.2.2.1	Escenario 1	186
6.2.2.2	Escenario 2	187
6.3	ANÁLISIS DE INGRESOS	188
6.3.1	Escenario actual	188
6.3.2	Escenarios propuestos	189
6.3.2.1	Escenario 1	189
6.3.2.2	Escenario 2	189
6.4	EVALUACIÓN FINANCIERA	189
6.4.1	Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE)	189
6.4.2	Flujo de caja	190
6.4.2.1	Escenario actual	190
6.4.2.2	Escenarios propuestos	191
6.5	CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA	192
7.	CONCLUSIONES	193
8.	RECOMENDACIONES	194

<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>195</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>199</b>

## LISTA DE TABLAS

	pág.
<b>Tabla 1.</b> Elementos principales del sistema petrolífero del área.	44
<b>Tabla 2.</b> Producción del campo de estudio a Diciembre de 2016.	49
<b>Tabla 3.</b> Resumen de criterios de la Invasión con Vapor.	54
<b>Tabla 4.</b> Resumen de criterios de la Invasión con Nitrógeno y gases de combustión.	55
<b>Tabla 5.</b> Resumen de criterios de la Combustión In Situ.	56
<b>Tabla 6.</b> Resumen de criterios de la Invasión con Hidrocarburos Miscibles.	57
<b>Tabla 7.</b> Resumen de criterios de la invasión con polímeros.	58
<b>Tabla 8.</b> Resumen de criterios de la invasión con CO <sub>2</sub> .	59
<b>Tabla 9.</b> Resumen de criterios de la invasión con Polimeros Miscelares, ASP y Alcalinos.	60
<b>Tabla 10.</b> Características del agua al final de tratamiento.	68
<b>Tabla 11.</b> Características generales de la generación de vapor con el generador a gas en el campo de estudio.	70
<b>Tabla 12.</b> Costo del gas para la generación de vapor en el campo de estudio.	73
<b>Tabla 13.</b> Datos generales del proyecto Coalinga.	76
<b>Tabla 14.</b> Resumen de criterios de la Torre Solar.	93
<b>Tabla 15.</b> Resumen de criterios de los Reflectores Fresnel.	95
<b>Tabla 16.</b> Resumen de criterios de los Cilindros Parabólicos.	96
<b>Tabla 17.</b> Valores de radiación normal directa DNI para tres diferentes tiempos en el año.	99
<b>Tabla 18.</b> Información general de la radiación solar en el campo de estudio.	101
<b>Tabla 19.</b> Matriz de pesos.	123
<b>Tabla 20.</b> Resultados Matriz de pesos.	123
<b>Tabla 21.</b> Clasificación de las tecnologías.	124
<b>Tabla 22.</b> Valores de entrada y su definición.	135
<b>Tabla 23.</b> Variables operacionales de entrada.	143

<b>Tabla 24.</b> Resultados LF MIROXX con un flujo másico de 9.5 kg/s.	<b>145</b>
<b>Tabla 25.</b> Resultados LF MIROXX con un flujo másico de 7.5 kg/s.	<b>145</b>
<b>Tabla 26.</b> Resultados LF MIROXX con un flujo másico variable.	<b>146</b>
<b>Tabla 27.</b> Resultados LF NOVATEC – NOVA 1 con un flujo másico de 9.5 kg/s.	<b>147</b>
<b>Tabla 28.</b> Resultados LF NOVATEC – NOVA 1 con un flujo másico de 7.5 kg/s.	<b>147</b>
<b>Tabla 29.</b> Resultados LF NOVATEC – NOVA 1 con un flujo másico variable.	<b>148</b>
<b>Tabla 30.</b> Resultados PT Eurotrough 2 con un flujo másico de 9.5 kg/s.	<b>149</b>
<b>Tabla 31.</b> Resultados PT Eurotrough 2 con un flujo másico de 7.5 kg/s.	<b>149</b>
<b>Tabla 32.</b> Resultados PT Eurotrough 2 con un flujo másico variable.	<b>150</b>
<b>Tabla 33.</b> Resultados PT LS- 2 con un flujo másico de 7.5 kg/s.	<b>151</b>
<b>Tabla 34.</b> Resultados PT LS- 2 con un flujo másico de 9.5 kg/s.	<b>151</b>
<b>Tabla 35.</b> Resultados PT LS- 2 con un flujo másico variable.	<b>152</b>
<b>Tabla 36.</b> Resumen del área del campo solar con Reflectores Fresnel y Cilindros Parabólicos.	<b>152</b>
<b>Tabla 37.</b> Costos del gas en el campo de estudio.	<b>153</b>
<b>Tabla 38.</b> Variables operacionales de entrada en el proyecto de Oman.	<b>163</b>
<b>Tabla 39.</b> Ahorro en el generador de vapor vs temperatura del agua de entrada.	<b>172</b>
<b>Tabla 40.</b> Emisiones de CO2 del gas natural.	<b>178</b>
<b>Tabla 41.</b> Toneladas CO2 de la sustitución parcial de un generador a gas con energía solar térmica.	<b>179</b>
<b>Tabla 42.</b> Bonos de Carbono sustituyendo completamente un generador a gas.	<b>179</b>
<b>Tabla 43.</b> Bonos de Carbono sustituyendo 41.66% de un generador a gas.	<b>179</b>
<b>Tabla 44.</b> Proyecciones al 2030 según el Banco Mundial de Bonos de Carbono sustituyendo el 41.66% de un generador a gas.	<b>180</b>
<b>Tabla 45.</b> Costos de inversión para la tecnología de Reflectores Fresnel.	<b>183</b>
<b>Tabla 46.</b> Total de los costos de inversión del escenario 1.	<b>183</b>
<b>Tabla 47.</b> Costos de inversión para la tecnología de Cilindros Parabólicos.	<b>183</b>

<b>Tabla 48.</b> Total de los costos de inversión del escenario 2.	<b>183</b>
<b>Tabla 49.</b> Costos energéticos anuales del generador a gas.	<b>184</b>
<b>Tabla 50.</b> Equivalente del 41,66% de los costos energéticos anuales del generador a gas.	<b>184</b>
<b>Tabla 51.</b> Costo anual de mantenimiento del generador a gas.	<b>185</b>
<b>Tabla 52.</b> Costos anuales de personal capacitado para la operación del generador a gas.	<b>185</b>
<b>Tabla 53.</b> Costos de operación del escenario actual.	<b>185</b>
<b>Tabla 54.</b> Costos de operación anual escenario 1.	<b>186</b>
<b>Tabla 55.</b> Costos de operación anuales escenario 1.	<b>187</b>
<b>Tabla 56.</b> Costos de operación anual escenario 2.	<b>187</b>
<b>Tabla 57.</b> Total de los costos de operación anuales escenario 2.	<b>188</b>
<b>Tabla 58.</b> Valor de salvamento para el escenario actual.	<b>188</b>
<b>Tabla 59.</b> Valor de salvamento para el escenario 1.	<b>189</b>
<b>Tabla 60.</b> Valor de salvamento para el escenario 2.	<b>189</b>

## LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
<b>Gráfica 1.</b> Historia de producción del campo de estudio.	48
<b>Gráfica 2.</b> Comportamiento de temperatura y presión para agua saturada.	64
<b>Gráfica 3.</b> Diagrama de presión versus entalpía y la calidad de vapor de interés.	65
<b>Gráfica 4.</b> Promedio de radiación solar en el campo de estudio para varios días.	98
<b>Gráfica 5.</b> Gráfica de radiación solar para un típico día bueno.	100
<b>Gráfica 6.</b> Gráfica de radiación solar para un típico día nublado.	100
<b>Gráfica 7.</b> Gráfica de radiación solar para un típico día malo.	101
<b>Gráfica 8.</b> Relación vapor-petróleo para inyección a diferentes calidades de vapor Arena Z01.	158
<b>Gráfica 9.</b> Relación vapor-petróleo para inyección a diferentes calidades de vapor Arena Z02.	158
<b>Gráfica 10.</b> Relación vapor-petróleo para inyección a diferentes calidades de vapor Arena Z03.	159
<b>Gráfica 11.</b> Flujo de caja para el escenario actual.	190
<b>Gráfica 12.</b> Flujo de caja para el escenario 1.	191
<b>Gráfica 13.</b> Flujo de caja para el escenario 2.	192

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
<b>Figura 1.</b> Mapa de ubicación y acceso al campo de estudio.	38
<b>Figura 2.</b> Columna estratigráfica generalizada para el campo de estudio.	39
<b>Figura 3.</b> Secciones transversales de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.	47
<b>Figura 4.</b> Esquema de los tipos de recobro de hidrocarburos.	52
<b>Figura 5.</b> Proceso de la inyección cíclica de vapor.	62
<b>Figura 6.</b> Secuencia del vapor en yacimiento para la inyección continua de vapor.	63
<b>Figura 7.</b> Diagrama de flujo para la captación, tratamiento, generación e inyección de vapor en el campo de estudio.	66
<b>Figura 8.</b> Diagrama de flujo del tratamiento del agua en procesos generales.	68
<b>Figura 9.</b> Gráfica del diseño del generador de paso único con serpentín de flujo en serie.	71
<b>Figura 10.</b> Fotografía área del proyecto solar térmico en Coalinga #1.	75
<b>Figura 11.</b> Fotografía aérea del proyecto solar térmico en Coalinga #2.	75
<b>Figura 12.</b> Proyecto de recobro solar térmico para crudo pesado en Oman.	77
<b>Figura 13.</b> Diagrama de energía solar cuando llega a la tierra.	81
<b>Figura 14.</b> Esquema de representación de los componentes de un sistema de energía solar térmica.	83
<b>Figura 15.</b> Planta solar térmica PS20 en España.	83
<b>Figura 16.</b> Esquema de la Torre Solar.	84
<b>Figura 17.</b> Esquema del funcionamiento de un Sistema de Torre Solar.	85
<b>Figura 18.</b> Diagrama de incidencia solar y reflectancia en un sistema lineal Fresnel.	86
<b>Figura 19.</b> Configuración del sistema colector de calor de los cilindros parabólicos.	87
<b>Figura 20.</b> Balance de energía unidimensional.	87
<b>Figura 21.</b> Concentrador secundario tipo Trombe-Meinell.	88

<b>Figura 22.</b> Ensamblaje de colectores tipo Reflectores Fresnel.	<b>88</b>
<b>Figura 23.</b> Esquema de un sistema con Reflectores Fresnel.	<b>89</b>
<b>Figura 24.</b> Configuración general del sistema solar de cilindros parabólicos.	<b>90</b>
<b>Figura 25.</b> Configuración del sistema colector de calor de los cilindros parabólicos.	<b>91</b>
<b>Figura 26.</b> Ensamblaje de colectores tipo Cilindros Parabólicos.	<b>92</b>
<b>Figura 27.</b> Esquema de un sistema con Cilindros Parabólicos.	<b>93</b>
<b>Figura 28.</b> Flujo de trabajo evaluación de las variables de interés.	<b>97</b>
<b>Figura 29.</b> Mapa del Campo de estudio.	<b>103</b>
<b>Figura 30.</b> Mapa del área del campo.	<b>104</b>
<b>Figura 31.</b> Mapa de área del campo y del proyecto.	<b>105</b>
<b>Figura 32.</b> Mapa de líneas de producción y pozos.	<b>106</b>
<b>Figura 33.</b> Mapa de las líneas de vapor y las líneas de producción.	<b>107</b>
<b>Figura 34.</b> Mapa de zonas de exclusión.	<b>108</b>
<b>Figura 35.</b> Mapa de zonas de restricción.	<b>109</b>
<b>Figura 36.</b> Mapa de zonas de restricción media.	<b>110</b>
<b>Figura 37.</b> Mapa de las zonas de exclusión y de restricción integrado.	<b>111</b>
<b>Figura 38.</b> Mapa del relieve del área del campo y restricciones.	<b>112</b>
<b>Figura 39.</b> Mapa de restricciones y buffer del río.	<b>113</b>
<b>Figura 40.</b> Mapa de áreas de interés.	<b>114</b>
<b>Figura 41.</b> Mapa de áreas de interés con acercamiento.	<b>115</b>
<b>Figura 42.</b> Perfil superficie área 3.	<b>116</b>
<b>Figura 43.</b> Perfil superficie área 1.	<b>117</b>
<b>Figura 44.</b> Mapa de área Seleccionada.	<b>118</b>
<b>Figura 45.</b> Mapa de área seleccionada con acercamiento.	<b>119</b>
<b>Figura 46.</b> Resumen elementos principales Reflectores Fresnel y Cilindros Parabólicos.	<b>125</b>
<b>Figura 47.</b> Diferentes ángulos para un colector de apertura fija.	<b>125</b>
<b>Figura 48.</b> Esquema del colector parabólico con sus principales variables.	<b>129</b>

<b>Figura 49.</b> Componente 113: Colector solar de concentración lineal.	<b>133</b>
<b>Figura 50.</b> Componente Solar.	<b>134</b>
<b>Figura 51.</b> Campo solar de Reflectores Fresnel.	<b>137</b>
<b>Figura 52.</b> Campo solar de Cilindros Parabólicos.	<b>138</b>
<b>Figura 53.</b> Datos de entrada del sol.	<b>134</b>
<b>Figura 54.</b> Valores de entrada LF MIRROXX #1.	<b>138</b>
<b>Figura 55.</b> Valores de entrada LF MIRROXX #2.	<b>139</b>
<b>Figura 56.</b> Valores de entrada LF NOVATEC – NOVA 1 #1.	<b>139</b>
<b>Figura 57.</b> Valores de entrada LF NOVATEC – NOVA 1 #2.	<b>140</b>
<b>Figura 58.</b> Valores de entrada PT Eurotrough 2 #1.	<b>141</b>
<b>Figura 59.</b> Valores de entrada PT Eurotrough 2 #1.	<b>141</b>
<b>Figura 60.</b> Valores de entrada PT LS- 2 #1.	<b>141</b>
<b>Figura 61.</b> Valores de entrada PT LS- 2 #1.	<b>142</b>
<b>Figura 62.</b> Ejemplo de diseño y resultados de una simulación.	<b>144</b>
<b>Figura 63.</b> Ilustración LF MIROXX condiciones de operación: calidad de vapor vs radiación normal directa.	<b>146</b>
<b>Figura 64.</b> Generación de vapor para inyección con LF MIROXX.	<b>154</b>
<b>Figura 65.</b> Generación de vapor para inyección con LF NOVATEC-NOVA 1.	<b>155</b>
<b>Figura 66.</b> Generación de vapor para inyección con LF NOVATEC-NOVA 1.	<b>155</b>
<b>Figura 67.</b> Generación de vapor para inyección con PT LS-2.	<b>156</b>
<b>Figura 68.</b> Generación de vapor para inyección con PT IST.	<b>156</b>
<b>Figura 69.</b> Generación de vapor para inyección con PT Eurotrough 2.	<b>157</b>
<b>Figura 70.</b> Resultados de la simulación.	<b>163</b>
<b>Figura 71.</b> Diseño del campo solar.	<b>166</b>
<b>Figura 72.</b> Ejemplo de ubicación del campo solar en el campo de estudio.	<b>167</b>
<b>Figura 73.</b> Diseño satélites solares.	<b>168</b>
<b>Figura 74.</b> Ejemplo de ubicación de satélites solares en el campo de estudio.	<b>170</b>
<b>Figura 75.</b> Resumen esquema de flujo de trabajo del proyecto de grado.	<b>181</b>

## LISTA DE ECUACIONES

	pág.
<b>Ecuación 1.</b> Dirección de los cosenos de N.	126
<b>Ecuación 2.</b> Relación de concentración óptica.	127
<b>Ecuación 3.</b> Relación de concentración geométrica.	127
<b>Ecuación 4.</b> Flujo de calor absorbido por pared metálica del absorbedor.	128
<b>Ecuación 5.</b> Balance de energía en la cobertura de vidrio.	128
<b>Ecuación 6.</b> Flujo de calor por radiación de la pared del tubo a la envoltura de vidrio.	129
<b>Ecuación 7.</b> Flujo de calor por conducción de la pared del tubo colector a la envoltura de vidrio.	129
<b>Ecuación 8.</b> Pérdidas de flujo de calor por radiación de la envoltura de vidrio a la atmósfera.	130
<b>Ecuación 9.</b> Pérdidas de flujo de calor por convección de la envoltura de vidrio a la atmósfera.	130
<b>Ecuación 10.</b> Flujo de calor absorbido por la envoltura de vidrio.	130
<b>Ecuación 11.</b> Modificación del ángulo de incidencia para Cilindros Parabólicos.	130
<b>Ecuación 12.</b> Coeficiente de pérdida de calor por convección.	131
<b>Ecuación 13.</b> Eficiencia del colector.	131
<b>Ecuación 14.</b> Ejercicio inyección durante 24 horas.	161
<b>Ecuación 15.</b> Ejercicio inyección durante 10 horas.	161
<b>Ecuación 16.</b> Generación de vapor para inyección con Reflectores Fresnel y Cilindros Parabólicos.	184
<b>Ecuación 17.</b> Ecuación general del Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE).	189
<b>Ecuación 18.</b> Tasa de Interés de Oportunidad del 15% efectivo anual.	190

## LISTA DE ANEXOS

	pág.
<b>Anexo A.</b> Definición de Términos y Unidades de las Variables y Constantes de las Ecuaciones del Modelo Matemático.	<b>200</b>
<b>Anexo B.</b> Ley 1715 del 2014.	<b>203</b>
<b>Anexo C.</b> Protocolos de Kyoto y Bonos de Carbono.	<b>229</b>

## GLOSARIO

**ACUÍFERO:** formación geológica permeable que permite el flujo y almacenamiento del agua subterránea.

**AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN:** área donde se depositan los sedimentos bajo ciertas condiciones físicas, por acción del viento, el agua o el hielo; la localización y el clima, tal como un desierto, un plano o un río<sup>1</sup>.

**ARCILLA:** roca sedimentaria compuesta de material terroso de grano fino como filisilicatos, (montmorillonita, caolinita, halloysita, entre otros) o silicatos aluminicos y menores cantidades de cuarzo, calizas y feldespatos<sup>2</sup>, que se hace plástico al ser mezclado con una cantidad limitada de agua. El tamaño de grano de la arcilla debe ser menor a 0,004 mm (menores de 4 micras).

**ARENA:** sedimento detrítico que se origina por la meteorización de las rocas y que ha sido seleccionado por los agentes de transporte. Partícula silícea o calcárea de grano fino y suelto, cuyo tamaño oscila de 0,1 mm a 2 mm, generalmente la arena es un material no consolidado formado por granos de cuarzo<sup>3</sup>.

**BRILLO SOLAR:** tiempo total en el que incide la radiación normal directa sobre una localización desde que amanece hasta el atardecer.

**CAMPO SOLAR:** conjunto de colectores conformando un sistema de energía solar térmica.

**CAMPO:** corresponde a una acumulación o grupo de acumulaciones de petróleo en el subsuelo. Un campo de petróleo está formado por un yacimiento con una forma adecuada para el entrapamiento de hidrocarburos, que se encuentra cubierto por una roca impermeable o una roca que actúa como sello. Habitualmente, el término alude a un tamaño económico<sup>4</sup>.

**CHICAGO CLIMATE EXCHANGE:** bolsa de intercambio de Bonos de Carbono con sede en Chicago, Estados Unidos.

---

<sup>1</sup> Shlumberger Oilfield Glossary [en línea]. 2017 [Citado 10 de mayo de 2017]. Disponible en: [http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/d/depositional\\_environment.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/d/depositional_environment.aspx)

<sup>2</sup> PDVSA. Léxico museo minerales [en línea]. 2010. [Citado 10 de mayo 2017] Disponible en: <http://www.pdv.com/lexico/museo/minerales/arcillas.htm>

<sup>3</sup> Idib. P. 1.

<sup>4</sup> Shlumberger Oilfield Glossary [en línea]. 2017 [Citado 10 de mayo de 2017]. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/f/field.aspx>

**CILINDROS PARABÓLICOS:** nombre que recibe la tecnología de concentración solar térmica por la forma en la cual están diseñados sus espejos para poder reflejar la luz solar en un eje focal.

**CILINDROS PARABÓLICOS:** tecnología de energía solar térmica que aprovecha la concentración de energía solar mediante espejos curvos.

**COLECTOR:** espejo plano o parabólico útil para reflejar la luz solar en un solo punto.

**CONCORDANTE:** serie de estratos que representan un periodo de sedimentación continuo.

**COP21:** Conferencia de las partes. Acuerdo de París en el 2016 entre los países para combatir el cambio climático.

**CONCRECIONES:** término que se aplica a agregados primarios, los cuales forman masas discretas encerradas en el cuerpo principal del sedimento<sup>5</sup>.

**CUENCA INTRAMONTANA:** cuencas que han sido formadas por varios sucesos geológicos, pero siendo el más importante la erosión de cuerpos montañosos cercanos.

**CUENCA:** es la depresión de la corteza terrestre, producto de la tectónica de placas, en las cuales se acumulan sedimentos de cualquier tipo.

**DISCORDANCIA:** los contactos discordantes se caracterizan por ser secuencias que presentan interrupción en la deposición y se presenta un hiato (tiempo geológico durante el cual no hay sedimentos o estratos) entre las dos unidades

**DRENAJE DOBLE:** es un río o un cuerpo de agua que tiene un caudal significativo.

**DRENAJE SENCILLO:** es un cuerpo de agua que deriva de un drenaje doble, de menor caudal.

**ENERGÍA SOLAR TÉRMICA:** es el conjunto de tecnologías que aprovechan la radiación electromagnética proveniente del sol, para convertirla en energía térmica a partir de la concentración focal de dicha radiación.

---

<sup>5</sup> SERVIDOR ALICANTE Glosario de Geología [En línea] 2017 [citado 24 de mayo de 2017]  
Disponible en: <http://glosarios.servidor-alicante.com/geologia/concreciones>

**ENERGÍA SOLAR:** es la energía obtenida a partir del aprovechamiento de la radiación electromagnética procedente del sol.

**ESTRATIGRAFÍA:** rama de la geología que estudia e interpreta los procesos registrados en las sucesiones sedimentarias, que permite conocer la naturaleza y la deposición de las rocas estratificadas, la correlación tanto de los materiales como de los sucesos, y la ordenación temporal correcta de la secuencia de materiales y sucesos<sup>6</sup>.

**EUROPEAN CLIMATE EXCHANGE:** bolsa de intercambio de Bonos de Carbono con sede en Europa.

**FALLA:** fractura o zona de fracturas a lo largo de un cuerpo rocoso, en cuya superficie se produce un desplazamiento relativo de los dos bloques (labios) en que quedan divididas las rocas afectadas. Se trata de una discontinuidad en las rocas superficiales, originada por las fuerzas tectónicas que logran superar la resistencia de las rocas<sup>7</sup>.

**FERRU:** que contiene Hierro.

**FLUIDO DE TRABAJO:** es el fluido al cual es transferida la energía térmica a través del elemento colector de calor, puede ser aceite utilizado en intercambiadores de calor o agua para generación de vapor directa.

**FORMACIÓN GEOLÓGICA:** es un cuerpo rocoso de estratos de un tipo predominante o de diversos tipos, las cuales son lo suficientemente continuas para poder ser mapeados.

**GENERADOR CONVENCIONAL:** hace referencia a los generadores de vapor que funcionan mediante el uso de gas como combustible.

**GEOLOGÍA:** es el estudio de la Tierra en cuanto a su historia, estructura, composición, formas de vida y los procesos que continúan modificándola.

**GRADIENTE DE FRACTURA:** es la presión a la cual se induce una fractura en una formación<sup>8</sup>.

---

<sup>6</sup> Ibidem. P. 1.

<sup>7</sup> RACEFN Glosario de Geología [en línea].2017 [citado 10 de mayo de 2017] Disponible en: [http://www.ugr.es/~agcasco/personal/rac\\_geologia/rac.htm](http://www.ugr.es/~agcasco/personal/rac_geologia/rac.htm).

<sup>8</sup> Shlumberger Oilfield Glossary [en línea]. 2017 [Citado 10 de mayo de 2017]. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/g/geology.aspx>

**GRAVEDAD API:** escala de gravedad específica desarrollada por el Instituto Estadounidense del Petróleo (API), para medir la densidad relativa de los diversos líquidos de petróleo y está expresada en grados<sup>9</sup>.

**HELIÓSTATO:** es el nombre que reciben los espejos junto con la estructura que les permite seguir el movimiento del sol, pertenecientes a la tecnología de Torre Solar.

**HUMEDAL:** es una zona parcialmente inundada rica en biodiversidad donde puede haber varios ecosistemas.

**INCENTIVO ECONÓMICO:** hace referencia a cualquier disminución de costos o aumento de ingresos que pueda generar un proyecto en el área financiera de la compañía que quiere implementar el proyecto.

**INFRA:** (prefijo) por debajo.

**INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR:** método de recuperación térmica en la cual se inyecta vapor de agua en un pozo y luego se vuelve a poner en producción.

**INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR:** método de recuperación térmica por el cual el vapor generado en la superficie se inyecta en el yacimiento a través de pozos de inyección distribuidos estratégicamente.

**JAGÜEY:** es un depósito superficial de agua.

**KERÓGENO:** material orgánico sólido que produce hidrocarburos tipo petróleo por calentamiento y destilación.

**MARGA:** roca sedimentaria arcillo – calcárea<sup>10</sup>

**MECANISMO DE PRODUCCIÓN:** forma en la cual se disipa la energía del yacimiento de forma natural.

**MÉTODO:** es la producción de hidrocarburos de un yacimiento a través de la intervención del hombre, tales como inyección de agua o gas y métodos terciarios.

---

<sup>9</sup> Shlumberger Oilfield Glossary [en línea]. 2017 [Citado 10 de mayo de 2017]. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms>

<sup>10</sup> SERVIDOR ALICANTE Glosario de Geología [En línea] 2017 [citado 24 de mayo de 2017] Disponible en: <http://glosarios.servidor-alicante.com/geologia/marga>.

**MIGRACIÓN:** constituye el estudio de los procesos que influyeron y el trayecto que recorrió el petróleo al migrar de la roca generadora para entramparse en la roca reservorio.

**PERMEABILIDAD:** es la medición de la capacidad de una roca, para transmitir fluidos, medida normalmente en darcies o milidarcies.

**PIRITOSO:** que contiene pirita, el mineral de tipo sulfuro más extendido.

**RADIACIÓN SOLAR:** emisión de energía del sol en forma de radiación electromagnética que llega a la tierra.

**REFLECTORES FRESNEL:** nombre que recibe la tecnología de concentración solar térmica diseñada para concentrar la energía solar mediante sus espejos planos para poder reflejar la luz solar en un eje focal.

**RELACIÓN VAPOR-PETRÓLEO:** parámetro para monitorear la eficiencia de los procesos de producción de petróleo con base en la inyección de vapor<sup>11</sup>.

**RELIEVE:** es la configuración o las características que tiene una superficie con diferentes niveles.

**ROCA GENERADORA:** Es una roca rica en contenido de materia orgánica que, bajo las condiciones necesarias de temperatura y presión, generará petróleo y gas. Las rocas generadoras típicas, normalmente lutitas o calizas, contienen aproximadamente un 1% de materia orgánica y al menos 0,5% de carbono orgánico total (TOC), si bien una roca generadora rica podría contener hasta 10% de materia orgánica<sup>12</sup>.

**ROCA RESERVORIO:** también llamada roca almacén, es una roca que debe poseer excelentes condiciones de porosidad y permeabilidad para permitir que el petróleo fluya libremente a través de ella. Las mejores rocas reservorios son las calizas fracturadas y las areniscas<sup>13</sup>.

---

<sup>11</sup> Shlumberger Oilfield Glossary [en línea]. 2017 [Citado 10 de mayo de 2017]. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms>

<sup>12</sup> Shlumberger Oilfield Glossary [en línea]. 2017 [Citado 10 de mayo de 2017]. Disponible en: [http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/source\\_rock.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/source_rock.aspx)

<sup>13</sup> RACEFN. Glosario de Geología [en línea]. 2010. [Citado 10 de mayo 2017] Disponible en: [http://www.ugr.es/agcasco/personal/rac\\_geologia/rac.html](http://www.ugr.es/agcasco/personal/rac_geologia/rac.html)

**ROCA SELLO:** es el elemento dentro del sistema petrolífero (roca o discontinuidad) que permite que el crudo una vez atrapado no migre a ninguna otra estructura geológica.

**SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE VAPOR:** son líneas de tubería aisladas térmicamente por las que se transporta el vapor desde los generadores hasta los pozos inyectoros.

**SISTEMA PETROLÍFERO:** es el conjunto de elementos geológicos que deben estar presentes en la generación, migración (si la hay) y atrapamiento (si la hay) de hidrocarburos.

**SOR Instantáneo:** relación vapor-petróleo por unidad de tiempo.

**SUPRA:** (prefijo) por encima.

**TORRE SOLAR:** nombre que recibe la tecnología solar térmica diseñada para concentrar mediante helióstatos la luz solar en un punto focal, que es el tope de la torre.

**TRACKING:** sistema automatizado que controla la dirección y la orientación de los colectores.

**TRAMPA:** una configuración de rocas adecuadas para contener hidrocarburos, selladas por una formación relativamente impermeable a través de la cual los hidrocarburos no pueden migrar. Las trampas se describen como trampas estructurales (en estratos deformados, tales como pliegues y fallas) o trampas estratigráficas (en zonas en las que los tipos de rocas cambian, tales como discordancias, acñamientos y arrecifes). Una trampa es un componente esencial de un sistema petrolero<sup>14</sup>.

**TRANSTENSIVO:** relevo de fallas de salto en dirección<sup>15</sup>.

**TUBO ABSORBEDOR:** elemento presente en las tecnologías solares térmicas de cilindros parabólicos y de Fresnel, que recibe la radiación solar reflejada por los espejos, convirtiéndola en energía térmica y transfiriéndola a un fluido de trabajo.

---

<sup>14</sup> Shlumberger Oilfield Glossary [en línea]. 2017 [Citado 10 de mayo de 2017]. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/t/trap.aspx>

<sup>15</sup> RACEFN Glosario de Geología [en línea].2017 [citado 24 de mayo de 2017] Disponible en: [http://www.ugr.es/~agcasco/personal/rac\\_geologia/rac.htm](http://www.ugr.es/~agcasco/personal/rac_geologia/rac.htm).

**YACIMIENTO:** formación rocosa con permeabilidad, porosidad y diferentes características de presión y temperatura que alberga un volumen de hidrocarburos.

## ABREVIATURAS Y SIGLAS

<b>API</b>	American Petroleum Institute (Instituto Americano del Petróleo)
<b>Bbl</b>	Barril o barriles
<b>BTU</b>	Unidad de energía del sistema inglés
<b>Bo</b>	Factor volumétrico del petróleo
<b>Bpd</b>	Barriles por día
<b>BSW</b>	Basic Sediment and Water (contenido de agua y sedimento)
<b>CAPEX</b>	Costos de inversión
<b>CO2</b>	Dióxido de carbono
<b>GE</b>	Gravedad específica
<b>GOR</b>	Relación gas petróleo
<b>GPM</b>	Galones por minuto
<b>H</b>	Espesor de la arena petrolífera (Ft)
<b>HP</b>	Caballos de fuerza
<b>Hr</b>	Horas
<b>J</b>	Jules
<b>K</b>	Permeabilidad (md)
<b>Km</b>	Kilometro (unidad de medida de longitud)
<b>kW</b>	Kilo Watts
<b>m</b>	Metro (unidad de medida de longitud)
<b>m<sup>2</sup></b>	Metro cuadrado (unidad de área)
<b>MD</b>	Profundidad medida
<b>mD</b>	Milidarcy (unidad de medida de permeabilidad)
<b>mg/L</b>	Miligramo sobre litro
<b>MW</b>	Mega Watts
<b>N2</b>	Dinitrógeno
<b>NOx</b>	Óxidos de nitrógeno
<b>OPEX</b>	Costos de operación
<b>PC</b>	Pies cúbicos
<b>PPM</b>	Partes por millón
<b>SO2</b>	Dióxido de azufre
<b>USD</b>	Dólar americano
<b>IVA</b>	Impuesto colombiano sobre el valor agregado
<b>MMBTU</b>	Millones de BTU
<b>W</b>	Watts
<b>WAG</b>	Water Alternating Gas Injection

## RESUMEN

### **TÍTULO: ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO – FINANCIERA DEL USO DE ENERGÍA SOLAR TÉRMICA COMO SUSTITUTO DE COMBUSTIBLE EN LA GENERACIÓN DE VAPOR PARA INYECCIÓN CONTINUA EN UN CAMPO DE ESTUDIO**

El presente trabajo de grado permitió estudiar técnico financieramente el uso de tecnologías de energía solar térmica para generación de vapor para inyección continua, con el fin de reemplazar el generador a gas convencional en el campo de estudio.

Primero, se describieron las generalidades del campo de estudio. Posteriormente, se detalló el funcionamiento y la operación de los generadores de vapor a gas y las diferentes tecnologías de energía solar térmica usadas en proyectos de recobro mejorado térmico, y los casos de implementación en diferentes campos del mundo.

A continuación, se realizó una descripción detallada del campo de estudio y de todos los parámetros a tener en cuenta para finalmente escoger un área en la que sea factible ubicar las tecnologías de energía solar térmica. Se detallaron las características del área seleccionada y se especificó la variación y las características de radiación solar en el campo de estudio. Adicionalmente, se realizó una evaluación cualitativa de las diferentes tecnologías y se escogieron las más convenientes para el campo de estudio. Luego, se explicó el modelo matemático que describe los fenómenos físicos que explican el comportamiento y desempeño de las tecnologías seleccionadas.

Se realizó una simulación para la evaluación del modelo y el desempeño de las tecnologías de energía solar térmica en el campo de estudio y se analizaron los resultados de la simulación para la estimación del incremento de la producción de crudo pesado de acuerdo con la generación de vapor para inyección continua que aporte el uso de la energía solar térmica. Para terminar, se realizaron diseños para la integración de las tecnologías a las facilidades y por último, se explicaron los beneficios de la implementación de energías renovables en Colombia y los beneficios de la venta de Bonos de Carbono para el proyecto.

Finalmente se determinaron los costos de implementación y de operación y se compararon con los costos de un generador a gas.

**PALABRAS CLAVES:** Energía Solar Térmica, Generación Vapor Agua, Inyección Vapor Agua, Inyección Continua Vapor, Recobro Mejorado Térmico.

## INTRODUCCIÓN

Actualmente, la generación de vapor de agua para inyección continua en el campo de estudio se realiza con un generador de vapor a gas. Esta tecnología y el desarrollo del proyecto dependen del gas natural como combustible para su funcionamiento. El uso del gas natural como fuente energética representa riesgos importantes para desarrollo exitoso del proyecto; como la escasez en el suministro y los precios tan elevados. Estos factores impulsan la búsqueda de fuentes energéticas alternativas para la generación de vapor para inyección continua. El presente trabajo de grado estudiará la factibilidad técnica y financiera de la implementación de energía solar térmica como sustituto de combustible para la generación de vapor de agua para inyección continua en un campo de estudio ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

Se explicará la generación de vapor con generadores a gas, también se resumirán los proyectos de recobro mejorado térmico que utilizan energía solar térmica para inyección en varias partes del mundo como en Omán y Estados Unidos. Asimismo, se describirán y se compararán las diferentes tecnologías de energía solar térmica (Reflectores Fresnel, Cilindros Parabólicos y Torre Solar).

Con las características del campo como el área y la superficie se delimitará y seleccionará la mejor área donde se podría ubicar el proyecto de energía solar. Además, una explicación general de la energía solar será realizada y posteriormente una descripción de la energía solar en el campo de estudio. Las características del área seleccionada y la comparación de las tecnologías de energía solar térmica permitirán identificar los aspectos favorables y desfavorables de cada tecnología para seleccionar cuál o cuáles serán las más convenientes para generar vapor en el campo de estudio. Igualmente, se hará una explicación detallada de un modelo matemático que contiene las ecuaciones que modelan los fenómenos físicos de la energía solar térmica en las tecnologías seleccionadas.

La simulación y validación de las tecnologías serán realizadas con el software EBSILON® Professional, este software evalúa el comportamiento y el desempeño de las tecnologías. Adicionalmente, se presentarán los resultados de una simulación de un modelo existente en el software CMG® en el que se introducen como valores de entrada los resultados de la simulación de las tecnologías de energía solar. Se analizarán los resultados y se propondrán varios diseños para la integración de las tecnologías en las facilidades. También, se presentarán los impactos ambientales de las tecnologías y los beneficios de la implementación de las energías renovables (ley 1715 del 2014 y venta de Bonos de Carbono).

La evaluación financiera se realizará a partir del análisis de los costos de inversión (CAPEX) y de los costos de operación (OPEX) de las diferentes tecnologías para la generación de vapor con el fin de realizar el flujo de caja propuesto para un periodo de 20 años evaluado anualmente, bajo el indicador financiero del Costo

Anual Uniforme Equivalente (CAUE) determinando así la viabilidad financiera del proyecto.

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Estudiar la factibilidad técnico – financiera del uso de energía Solar Térmica como sustituto de combustible en la generación de vapor para inyección continua en un Campo de estudio.

### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

1. Describir las generalidades del Campo de estudio ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.
2. Detallar el funcionamiento y la operación de los generadores de vapor y las diferentes tecnologías de Energía Solar Térmica para inyección continua de vapor en los proyectos de Recobro Mejorado Térmico para la producción de crudo pesado.
3. Describir el modelo matemático que compone los fenómenos y el comportamiento de la Energía Solar Térmica.
4. Explicar las variables de entrada para seleccionarlas junto con los parámetros físicos del modelo que son necesarios.
5. Realizar una simulación para la evaluación del modelo matemático en cada una de las tecnologías de energía Solar Térmica.
6. Analizar los resultados de la simulación para la estimación del incremento de la producción de crudo pesado de acuerdo con la generación de vapor para inyección continua que aporte el uso de la Tecnología Solar Térmica.
7. Determinar la viabilidad financiera del proyecto mediante el indicador del Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE).

## 1. GENERALIDADES DEL CAMPO DE ESTUDIO

Las generalidades del campo de estudio están enfocadas a la descripción de su historia, localización, el marco geológico e historia de producción.

### 1.1 HISTORIA DEL CAMPO DE ESTUDIO

El campo de estudio se encuentra conformado por dos campos, los cuales son llamados dentro de este trabajo: campo C y campo T, donde campo C se encuentra ubicado dentro del área del campo T.

La historia del campo de estudio data del 30 de julio de 1958 cuando la Empresa Texas Petroleum Company (Texpet) firmó con el Estado un contrato de concesión para la exploración del área de interés, llamado Cocorná-844, el cual revertiría en 1997.

En el año 1963 se realizó la perforación del primer pozo con base en el contrato de concesión suscrito, el pozo Flamingo-1, el cual tuvo una profundidad total de 2.338 pies y tenía por objetivo alcanzar la Formación Mugrosa, fue exitoso ya que una vez alcanzada la Formación, las arenas aportaron crudo, demostrando la existencia de una zona con alto potencial hidrocarburífero, que un año después sería conocido como campo C. Por temas contractuales, Texpet se reservó la explotación del área de interés hasta el año 1980.

El tres de septiembre de 1980 se suscribió el contrato de Asociación Cocorná para exploración y producción, 50% - 50%, entre la compañía asociada Texpet y la empresa Colombiana de Petróleos S.A. (Ecopetrol), para un área de 49,55 kilómetros cuadrados, donde se otorgó el bloque 2245<sup>16</sup>. Al año siguiente, en 1981, se perforó el pozo Golondrina-1<sup>17</sup> del cual se desconoce su profundidad, pero también tenía por objetivo la Formación Mugrosa y también fue exitoso, descubriendo el campo T. La viabilidad económica se determinó el 20 de agosto de 1982.

Las operaciones de producción iniciaron en el año de 1983, poco tiempo después, entre los años de 1986 y 1992, se aplazó el desarrollo del campo, así como otros cercanos pertenecientes a la misma cuenca, debido a restricciones que se

---

<sup>16</sup> Agencia Nacional de Hidrocarburos, Asignación de Tierras, Mapa de Tierras actualizado, [Citado 17 de febrero de 2017]. Disponible en internet: [http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Documents/2m\\_tierras\\_170217.pdf](http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Documents/2m_tierras_170217.pdf)

<sup>17</sup> ECOPETROL S.A., Gerencia Regional del Magdalena Medio, Documento de Solicitud de Unificación de los Campos Teca-Cocorná. Colombia, 2011. P. 10.

presentaron para el recibo de crudos pesados en la refinería de Barrancabermeja y a la poca demanda para el consumo interno del país.<sup>18</sup>

En 1994, finaliza la operación de Texpet en campo T, vendiendo su participación a la compañía Omimex de Colombia Ltda., bajo el mismo contrato de asociación suscrito con Ecopetrol en 1980 e inició operaciones en el año 1995. Una vez revirtió la Concesión Cocorná-844 de Texpet al Estado colombiano en 1997, la operación del campo C quedó a cargo de Ecopetrol, mientras campo T, estaba bajo asociación, lo que permitió estabilidad para operar los campos con normalidad por nueve años.

En el 2006, Omimex cambió su razón social a Mansarovar Energy y al año siguiente se presentaron diferencias entre dicha compañía y Ecopetrol, con respecto a la fecha de reversión del contrato de asociación Cocorná que, se supone, sería en 2008. Luego de un pleito jurídico, un juez falla a favor de Ecopetrol, y en 2010, se le otorga la operación completa del campo T.

En septiembre de 2010, Ecopetrol realiza labores de unificación de campo C y campo T, debido a que explotan los mismos yacimientos y no existe un límite estructural o geológico que permita diferenciarlos. En el registro histórico, los campos anteriormente nombrados, solo difieren en aspectos relacionados con el manejo de su explotación, y se conforma el campo de estudio. Cuatro años después, Ecopetrol llega a un acuerdo con Occidental Andina LLC. (Oxy), siendo Ecopetrol el operador, para desarrollar operaciones conjuntas de recobro mejorado térmico, que permitan incrementar la producción del campo de estudio.<sup>19</sup>

## **1.2 LOCALIZACIÓN**

El campo de estudio se encuentra localizado en Colombia, en el suroeste de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, Ocupa parte de los departamentos de Antioquia y Boyacá, en jurisdicción de los municipios de Puerto Triunfo, Puerto Nare, y Puerto Perales.

Para acceder al campo de estudio, normalmente se hace por vía terrestre y desde Bogotá, Colombia, se sigue el siguiente trayecto, se toma la salida de la ciudad

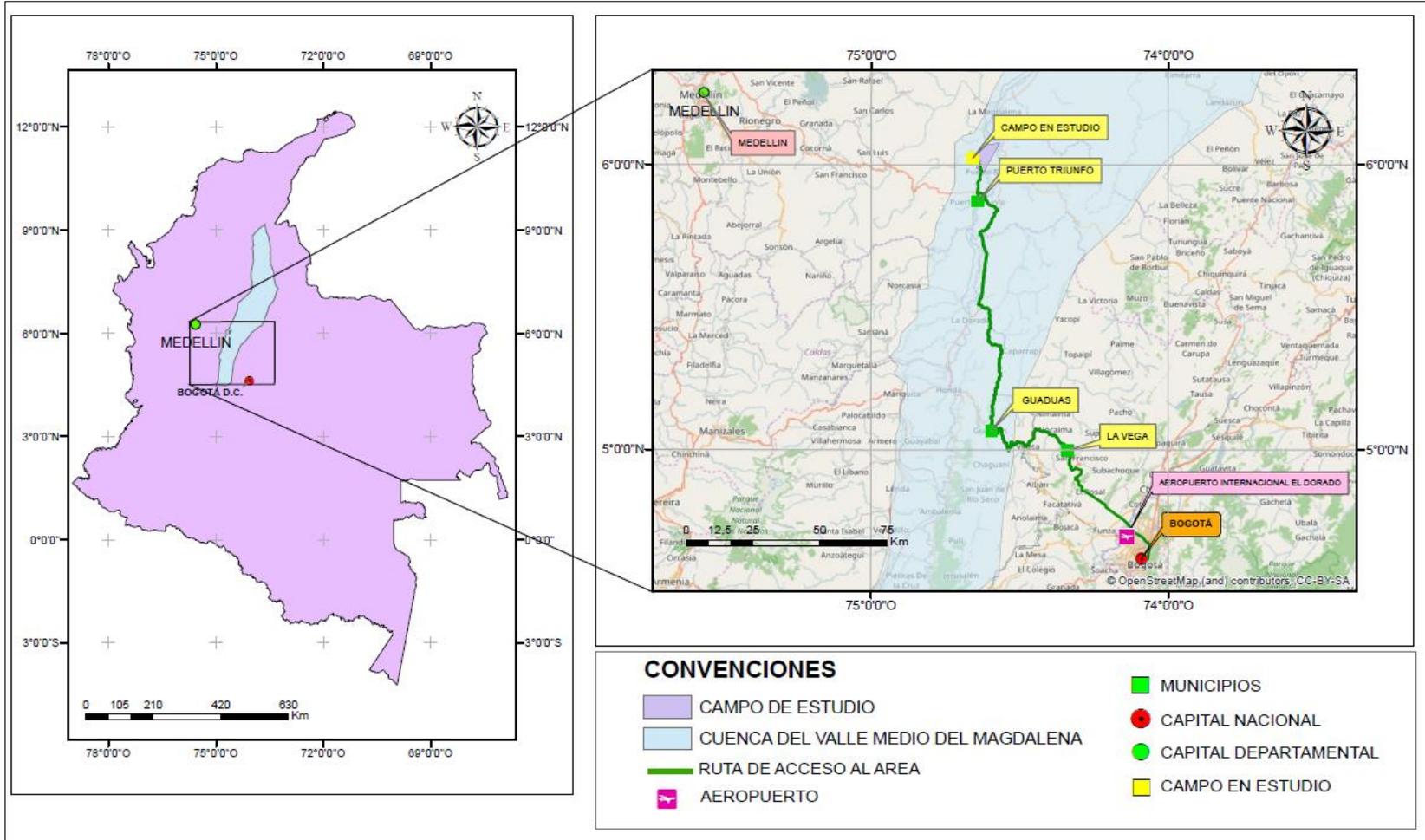
---

<sup>18</sup>ARDILA, Cesar y Barrera, Cristian, Evaluación Técnico – Financiera de Compatibilidad de Secuestrantes de H<sub>2</sub>S en Fluidos de Perforación y Completamiento en Operaciones del Campo Jazmín Mediante Pruebas de Laboratorio. Trabajo de grado. Ingeniero de petróleos. Bogotá D.C. Fundación Universidad De América, Facultad de ingenierías, Programa de ingeniería de petróleos, 2016, P. 35.

<sup>19</sup> El ESPECTADOR, Ecopetrol Y Oxy Buscan Elevar Recobro Del Campo Petrolero Teca-Cocorná, [En línea]. [citado el 16 de mayo de 2017]. publicado el 26 de junio de 2014. Disponible en internet, <http://www.elespectador.com/noticias/economia/ecopetrol-y-oxy-buscan-elevar-recobro-del-campo-petrole-articulo-500780>.

por la calle 80 hacia el occidente, por la carretera 50 que conduce de Bogotá a La Vega, después de 156 kilómetros, se toma la primera salida en dirección a Guaduas-Caparrapi por la carretera 56, avanzando 59 kilómetros, luego se toma un desvío dirección al norte para tomar la carretera 45, que comprende el trayecto desde La Dorada hasta Puerto Libre, en la cual se avanza por 40 kilómetros, hasta la rotonda de la autopista Medellín-Bogotá, carretera 60, tomando la segunda salida, para luego avanzar 11 kilómetros hasta el desvío que conduce a Puerto Triunfo, municipio ubicado a tres kilómetros. Posteriormente se inicia un trayecto por el norte con dirección al municipio de Puerto Perales, donde se avanza por 27 kilómetros, encontrando así la vía de acceso al campo de estudio, tal como se ilustra en la **Figura 1**.

**Figura 1.** Mapa de ubicación y acceso al campo de estudio.



**Fuente:** ArcGIS pro, Disponible en internet en: <http://www.arcgis.com/features/index.html>

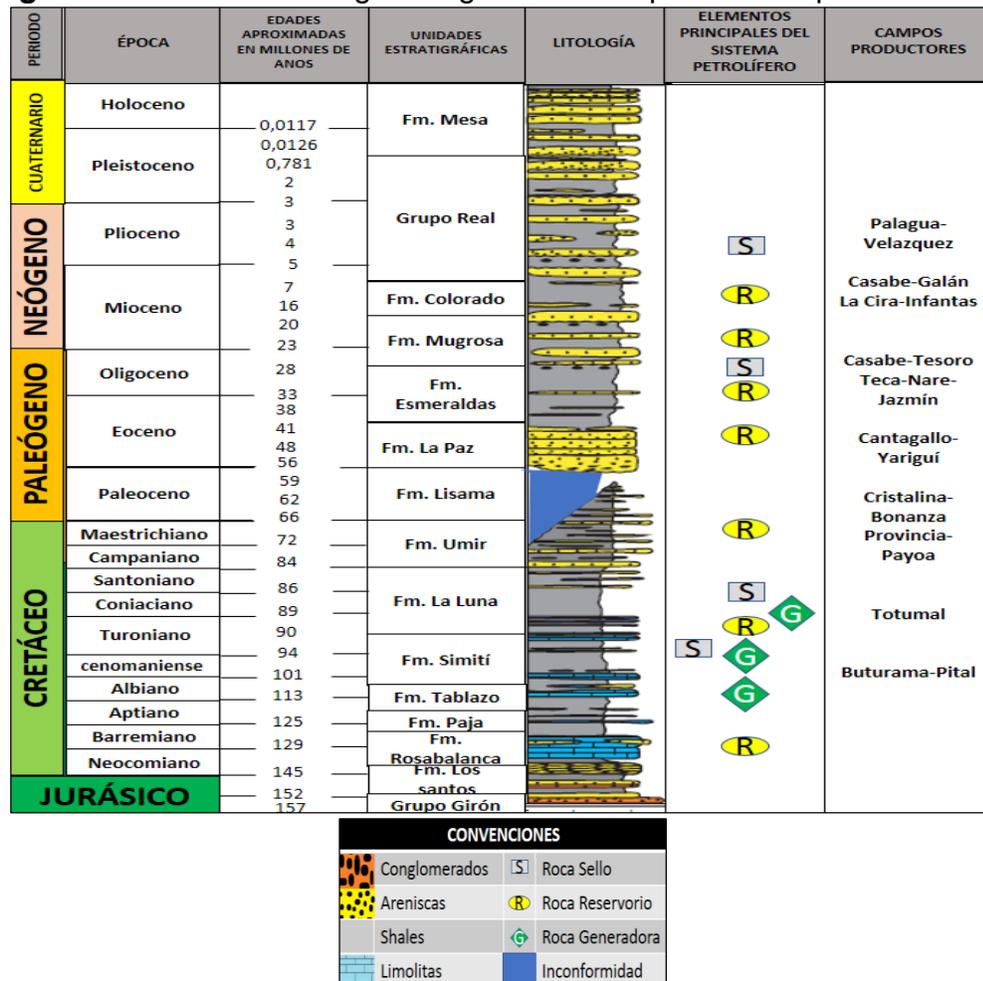
### 1.3 MARCO GEOLÓGICO

El campo de estudio se localiza en la Cuenca intramontana Valle Medio del Magdalena cuya estratigrafía, geología estructural y del petróleo se describen brevemente a continuación.

### 1.4 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA

La **Figura 2** ilustra la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, sobre la cual se ubica el campo de estudio, con unidades estratigráficas desde el Jurásico hasta el Cuaternario. Adicionalmente, se resaltan aspectos de interés del campo objeto de estudio tales como campos productores de la cuenca y elementos principales del sistema petrolífero.

**Figura 2.** Columna estratigráfica generalizada para el campo de estudio.



**Fuente:** AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS ANH. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos Cuenca Valle Medio del Magdalena. p. 29.

**1.4.1 Estratigrafía.** A continuación, se describen las unidades estratigráficas de la más antigua a la más reciente de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena relacionada al campo de estudio, Figura 2, según JULIVERT<sup>20</sup> y la ANH<sup>21</sup>.

**1.4.1.1 Grupo Girón.** Se depositó en el Jurásico, está constituida principalmente por un complejo de conglomerados, arenitas, limolitas, arcillolitas. Tiene un espesor promedio de 3.900 pies y fue depositada en ambientes de fluvial a lacustre. La Formación Girón se encuentra en contacto discordante infrayacente con el basamento ígneo–metamórfico y suprayacente gradacional con la Formación Arcabuco-Los Santos.<sup>22</sup>

**1.4.1.2 Formación Los Santos.** Según JULIVERT<sup>23</sup> se depositó en Berriasiano, su litología está conformada por bancos gruesos de areniscas sobre arcillas pizarrosas, cuarzosas y calcáreas con rastros de muscovitas. Tiene espesores que oscilan entre los 300 y 2600 pies, fue depositada en un ambiente continental fluvial. La Formación Los Santos se encuentra en contacto infrayacente concordante con la Formación Girón y suprayacente concordante con la Formación Cumbre.

**1.4.1.3 Formación Rosablanca.** Se depositó en el Barremiano, está constituida principalmente de calizas con algunas areniscas mixtas, lodolitas calcáreas e intercalaciones de shales negros calcáreos. Su espesor varía entre los 500 y 1.400 pies en el Río Sogamoso. Según JULIVERT<sup>24</sup>, la presencia de evaporitas, dan referencia de su deposición en ambientes hiper salinos como un marino transicional. “Con un ambiente de deposición marino somero y se encuentra infrayacida concordante por la Formación Cumbre” e infrayaciendo a la Formación La Paja en contacto concordante”.<sup>25</sup>

---

<sup>20</sup> JULIVERT, M. Léxico estratigráfico, Paris: Centre National De La Recherche Scientifique, Francia, 1968.

<sup>21</sup>. Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA, Morales et al., 1958.

Integración Geológica de la Digitalización y análisis de Núcleos, [En línea]. [citado el 17 de febrero de 2017]. Disponible en internet: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-yGeofisica/Tesis/6.%20Informe%20Final%20VMM.pdf>, P. 40-41.

<sup>22</sup> WARD. Geología de los Cuadrángulos H-12, Bucaramanga y H-13, Pamplona, Departamento de Santander, citado por ROYERO y CLAVIJO. Boletín Geológico U.S. Geological Survey e INGEOMINAS. 1973, P. 23.

<sup>23</sup> Ibidem. P. 5.

<sup>24</sup> Ibidem. P. 352-

<sup>25</sup> PADILLA, J., G. Cuencas sedimentarias campos petrolíferos y de gas en Colombia. 1984. P. 146.

**1.4.1.4 Formación La Paja.** Según JULIVERT<sup>26</sup> depositó entre el Barreniano y Aptiano, está compuesta principalmente por shales negras, ligeramente calcáreas y micáceas que contienen concreciones de caliza, septarias y vetas de calcita. Su espesor varía entre 410 a 2.050 pies y fue depositada en un ambiente marino somero. Su contacto infrayacente es concordante con la Formación Rosablanca y contacto suprayacente es concordante con la Formación Tablazo.

**1.4.1.5 Formación Tablazo.** Se depositó entre el Aptiano y Albiano, según JULIVERT<sup>27</sup> está compuesta principalmente por sucesiones de calizas duras, azuladas, muy fosilíferas y margas, con predominio de calizas en la mitad superior y de las margas en la mitad inferior, tiene presencia de horizontes lutíticos y piritosos. Cuenta con espesores de entre 500 y 1.000 pies, se depositó en un ambiente marino de poca profundidad y tiene contacto infrayacente concordante y gradual con la Formación La Paja y suprayacente concordante como la Formación Simití.

**1.4.1.6 Formación Simití.** Se depositó entre el Albiano y Turoniano, según JULIVERT<sup>28</sup> está compuesta principalmente de shale gris o negro, localmente calcárea y concrecionaria, en el tope tiene concreciones calcáreas fosilíferas con presencia de petróleo, cuenta con espesores de entre 800 y 2.100 pies y fue depositada en un ambiente marino somero. Tiene un contacto infrayacente concordante con la Formación Tablazo y suprayacente concordante con la Formación La Luna.

**1.4.1.7 Formación La Luna.** Se depositó entre el Turoniano y Santoniano, según JULIVERT<sup>29</sup> está dividida en tres miembros que son: Salada, Pujamana y Galembo.

- **Salada:** Está conformado por calizas con intercalaciones de lutitas oscuras margosas, con un espesor de 160 pies y fue depositada en un ambiente continental lacustre.
- **Pujama:** Está conformado por lutitas fisibles finamente estratificadas, calcáreas y con material cristalino e inferior con un espesor de 750 pies, depositadas en un ambiente marino transicional o deltaico.
- **Galembo:** Está conformada por calizas oscuras con intercalaciones de lutitas con trazas de pirita y algunas de fosfatos, tiene un espesor de entre 600 a 900 pies y se depositó en un ambiente marino de aguas poco profundas.

---

<sup>26</sup> Ibidem. P. 305.

<sup>27</sup> Ibidem. P. 373.

<sup>28</sup> Ibidem. P. 366.

<sup>29</sup> Ibidem. P. 363.

La Formación La Luna tiene contacto infrayacente concordante con la Formación Simití y suprayacente con la Formación Umir.

**1.4.1.8 Formación Umir.** Se depositó entre el Maestrichtiano y Campaniano, según JULIVERT<sup>30</sup> está compuesta principalmente por láminas delgadas de lutitas grises oscuras, gris azulado a negro en la base, delgadas laminas carbonáceas y micáceas; caracterizadas por capas delgadas, lentes y pequeñas concreciones ferruginosas, cuenta con un espesor de 3.300 pies aproximadamente, fue depositada en un ambiente marino y tiene contacto infrayacente discontinuo con el miembro Galembo y suprayacente concordante con la Formación Lisama.

**1.4.1.9 Formación Lisama.** Se depositó en el Paleoceno, está conformada principalmente por shales con intercalaciones de areniscas grises con transiciones de grano medio a grano fino y la granulometría aumenta hacia el tope de la formación donde también se encuentran mantos de carbón<sup>31</sup>, cuenta con un espesor aproximado de 4.020 pies, se depositó en un ambiente lagunar deltaico de transición marino, tiene contacto infrayacente concordante con la Formación Umir y suprayacente con la Formación La Paz, la cual está marcada por una discordancia angular.

**1.4.1.10 Formación La Paz.** Se depositó en el Eoceno, y está compuesta principalmente por areniscas masivas conglomeráticas de color gris claro con estratificación cruzada e intercalaciones de arcillolitas<sup>32</sup>. Su espesor es de 3.280 pies, se depositó en un ambiente fluvial de corrientes cruzadas y tiene contacto infrayacente, una discordancia angular con la Formación Lisama y suprayacente concordante con la Formación Esmeraldas.

**1.4.1.11 Formación Esmeraldas.** Se depositó entre el Eoceno y Oligoceno, está conformada principalmente por arenisca de grano fino, shales y limolitas intercaladas, mantos de lignitos y lentes de carbón<sup>33</sup>. Tiene un espesor de 3.940 pies y se depositó en un ambiente continental fluvial a estuarino. Tiene contacto infrayacente concordante con la Formación La Paz y suprayacente con la Formación Mugrosa con presencia de una posible discordancia.

---

<sup>30</sup> Ibidem. P. 384.

<sup>31</sup> Morales et al., 1958.

<sup>32</sup> Morales et al., 1958.

<sup>33</sup> Morales et al., 1958.

**1.4.1.12 Formación Mugrosa.** Se depositó en el Oligoceno, está conformada principalmente por cuerpos lenticulares de areniscas de grano medio a fino en la parte inferior con intercalaciones de lodolitas abigarradas con manchamientos rojizos por óxidos de hierro<sup>34</sup>, cuenta con un espesor que oscila entre los 1.600 y 2.300 pies. Se depositó en un ambiente de llanuras aluviales, grandes canales fluían en sentido sur-suroeste/nor-noreste, los cuales eran alimentados por canales tributarios de considerable tamaño<sup>35</sup>. y tiene contacto infrayacente discordante con la Formación Esmeraldas y suprayacente concordante con la Formación Colorado.

**1.4.1.13 Formación Colorado.** Se depositó entre el Oligoceno y Mioceno, está conformada principalmente por lodolitas abigarradas, masivas, con manchamientos rojizos interestratificados con paquetes de areniscas de grano fino a grueso, de colores blanco, gris y negro<sup>36</sup>. Tiene un espesor que varía entre 3.950 y 8.200 pies. Se depositó en un ambiente de valle fluvial y tiene contacto infrayacente concordante con la Formación Mugrosa<sup>37</sup> y suprayacente discordante con el Grupo Real.

**1.4.1.14 Grupo Real.** Se depositó en el Mioceno, según JULIVERT<sup>38</sup>, está conformada por cinco formaciones que van de base a techo en el siguiente orden:

- **Formación Lluvia:** está conformada por conglomerados polimícticos con intercalaciones de shales.
- **Formación Chorontales:** está conformada por areniscas conglomeráticas, arcillolitas y shales.
- **Formación Hiel:** está conformada por arcillolitas grises y rojizas e intercalaciones de areniscas.
- **Formación Enrejado:** está conformada por shales intercalados por capas delgadas de areniscas.
- **Formación Bagre:** está conformada por areniscas conglomeráticas con presencia de mantos de lignito y material volcánico.

El Grupo tiene un espesor muy variable que va desde 1.640 hasta los 12.800 pies, fue depositado en un ambiente continental fluvial. Tiene contacto infrayacente discordante con la Formación Colorado y suprayacente discordante con la Formación Mesa.

---

<sup>34</sup> Morales et al., 1958.

<sup>35</sup> Instituto Colombiano del Petróleo ICP (2001)

<sup>36</sup> Morales et al., 1958.

<sup>37</sup> A.K. McGill en 1929 (Morales et al., 1958)

<sup>38</sup> Ibidem. P. 413

**1.4.1.15 Formación Mesa.** Se depositó en el Pleistoceno, está compuesta principalmente de conglomerados líticos, areniscas y tobas andesíticas pobremente consolidados, los cuales fueron derivados de las Cordilleras Central y Oriental, que fueron depositados o retrabajados por abanicos aluviales y corrientes fluviales (ICP, 2001)., tiene un espesor entre los 300 y 1.300 pies, se depositó en ambientes con corrientes fluviales y abanicos aluviales y tiene contacto infrayacente discordante con el Grupo real<sup>39</sup>.

## 1.5 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO

En esta sección se describen los principales parámetros involucrados en el sistema petrolífero del campo de estudio. Los principales elementos que dan lugar a la acumulación de hidrocarburos se relacionan en la **Tabla 1**, que son los principales elementos que tienen incidencia en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena y por tanto en el campo de estudio. También se describen los procesos físicos presentes en la generación, migración y acumulación de hidrocarburos.

**Tabla 1. Elementos principales del sistema petrolífero del área.**

ELEMENTO	UNIDADES LITOLÓGICAS	OBSERVACIONES	
Roca Generadora	Formaciones	La Luna	TOC (1-6%) Kerógeno Tipo II Ro: 1,1 a 1,2% (Roca fuente madura)
		Simití	
		Tablazo	
Roca Reservorio	Formaciones	Colorado	Areniscas porosidad: 15-20% Permeabilidad: 20-600 mD
		Mugrosa	
		Esmeraldas	
		La Paz	Calizas Fracturadas
		La Luna	
		Tablazo	
		Rosablanca	
Roca Sello	Formaciones	Colorado	Sellos de reservorio Cenozoico
		Esmeraldas	
		Umir	Sellos de reservorio Cretácicos
		Simití	

**Fuente:** AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS ANH. [en línea] 2016. [Citado el 14 de marzo de 2017] Disponible en: [http://www.anh.gov.co/Informacion-GeologicaGeofisica/EstudiosIntegradosyModelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuencas%20Minironda%20PhD%20Jairo%20Mojica%20\(pdf\).pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-GeologicaGeofisica/EstudiosIntegradosyModelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuencas%20Minironda%20PhD%20Jairo%20Mojica%20(pdf).pdf). Modificada por autores. Fecha de consulta, 20 de Abril del 2016.

<sup>39</sup> Morales et al., 1958.

**1.5.1 Roca Generadora.** La generación de hidrocarburos en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena proviene de lutitas orgánicas de las formaciones La Luna y Simití – Tablazo, que fueron depositadas en el Cretácico Medio. El nivel de carbono orgánico total es alto (1-6%), y cuenta con presencia de kerógeno tipo II el cual es rico en hidrógeno y es asociado a sedimentos marinos o también a material herbáceo. El kerógeno tipo II es un buen generador de hidrocarburos líquidos y gas húmedo, y el Ro tiene valores de 0.6–1.2 %<sup>40</sup>.

**1.5.2 Roca Almacén.** El petróleo probado que existe en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena procede en su totalidad de areniscas del Paleógeno de las formaciones Lisama, Esmeraldas – La Paz y Colorado-Mugrosa. El campo de estudio exhibe una formación relativamente superficial, es decir de un máximo de 2500 pies de profundidad (Figura 2, Columna estratigráfica generalizada para el campo de estudio), con un entrapamiento estructural asociado a la Falla Cocorná, que produce crudo con una gravedad API de 12,5°.

Para el campo de estudio, las rocas almacén hacen parte de las formaciones nombradas anteriormente, las cuales tienen porosidades de 15-20% y permeabilidades promedio de 20-600 mD<sup>41</sup>.

**1.5.3 Migración.** Una discordancia del Eoceno separa el reservorio primario de rocas subyacentes de rocas generadoras activas formando un sistema ideal para la migración de petróleo<sup>42</sup>. Las principales rutas de migración son:

- a. Migración vertical directa, Formación La Luna corta con discordancia del Eoceno.
- b. Migración lateral a lo largo de la arenisca del Eoceno.
- c. Migración vertical a través de fallas en áreas donde la Formación La Luna no corta con la discordancia del Eoceno.

El periodo crítico ocurrió durante el Neógeno Superior y sigue hasta hoy como un único ciclo continuo.

---

<sup>40</sup> MORALES et al. Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, boundaries and petroleum geology, a new proposal, [En línea]. [citado el 17 de febrero de 2017]. Disponible en internet: [http://www.anh.gov.co/Informacion/Geofisica/Cuencassedimentarias/Documents/colombian\\_sedimentary\\_basins.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion/Geofisica/Cuencassedimentarias/Documents/colombian_sedimentary_basins.pdf). P. 80.

<sup>41</sup> Barrero et al.

<sup>42</sup> Barrero et a

**1.5.4 Roca Sello.** Los sellos para areniscas del Paleógeno son capas intercaladas de arcillolitas de origen no marino, pertenecientes en su mayoría a las formaciones Esmeralda y Colorado. Los sellos para arenisca del Cretácico son shales marinos de las formaciones Simití y Umir.

Las rocas sello más importantes que se presentan en sistemas petrolíferos del Terciario, son; horizonte fosilífero de "Los Coros" de la Formación Esmeraldas, intra Formación Esmeraldas-Mugrosa y horizonte fosilífero "La Cira" de la Formación Colorado (llamado Formación Santa Teresa al sur de la Cuenca)<sup>43</sup>.

**1.5.5 Trampa.** Las trampas de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, específicamente al campo de estudio, está orientada a cierres estructurales de anticlinales asimétricos presentes en la zona, entre los cuales se encuentran:

- a. Pliegues contraccionales relacionados con fallas ocultas debajo del empuje superficial.
- b. Estructuras dobles de cabalgamiento con cierre independiente.
- c. Cierres dependientes de la falla en los cuales los estratos sumergen de la falla.
- d. Trampas en la parte baja de las fallas tipo sello.

Las acumulaciones de petróleo se han producido en su mayoría en cierres estructurales de anticlinales asimétricos asociados a la Falla Cocorná<sup>44</sup>.

## 1.6 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

La Cuenca del Valle Medio del Magdalena es una cuenca intracordillerana, con tendencia monoclinial disturbada por algunos pliegues y fallas. Geomorfológicamente está limitada por la Cordillera Central al Occidente y la Zona de transición Occidental de la Cordillera Oriental al Oriente. Esta cuenca ha sido afectada tanto por eventos distensivos como compresivos.<sup>45</sup>

Los esfuerzos tectónicos más influyentes en la estructura de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, fueron la separación de Norte y Suramérica, y el levantamiento de la Cordillera Oriental (Fabre, 1984).

La Cuenca del Valle Medio del Magdalena limita con el sistema de fallas de Bituima y La Salina al suroeste, al norte por el sistema de fallas de Espíritu Santo, al sur por el Cinturón Plegado de Girardot y al noreste por el sistema de fallas de Bucaramanga y Santa Marta.

---

<sup>43</sup> Mansarovar Energy Colombia Ltd. Departamento de Geología – Bogotá, Colombia

<sup>44</sup> Ibidem. P. 1.

<sup>45</sup> ECOPETROL S.A., Fabre 1984, Documento de Solicitud de Unificación de los Campos Teca-Cocorná. 2011. P. 22.

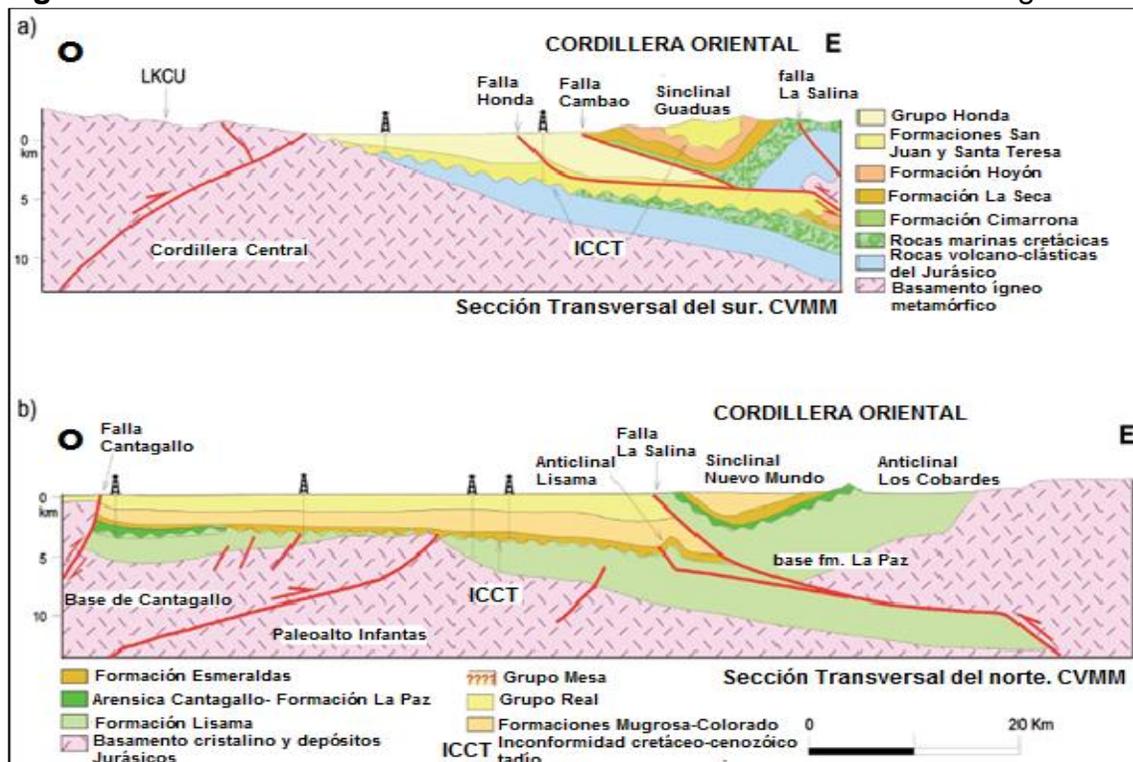
La estructura geológica en la que se encuentra el campo de estudio es un monoclinual con rumbo SW-NE con un buzamiento de 8° para los sedimentos del terciario y 12° para el basamento. En la estructura influyen dos sistemas de fallas los cuales son:

- a. Falla Velásquez – Palagua, dirección NW-SE con movimiento lateral izquierdo.
- b. Falla de Cocorná, dirección SW-NE con movimiento lateral derecho.

Son fallas de carácter normal, que por su comportamiento transtensivo presenta un bloque hundido hacia la cuenca. La influencia de las fallas nombradas anteriormente, dieron origen a cierres estructurales de un tamaño significativo, en el cual se entrampo el crudo. En el caso del campo de estudio, asociado a la Falla Cocorná.

En la **Figura 3** se observan dos cortes transversales, partes sur y norte de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, en la que se observa cómo influyen las fallas en la estructura general de la cuenca, y cómo interactúan las diferentes formaciones permitiendo la generación, migración y entrapamiento de hidrocarburos.

**Figura 3.** Secciones transversales de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.



**Fuente:** AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS ANH. Gómez (2001). Geology and Hydrocarbon Potential, Regional Geology of Colombia, Middle Magdalena Basin. 2011. P. 58. Modificada por los autores.

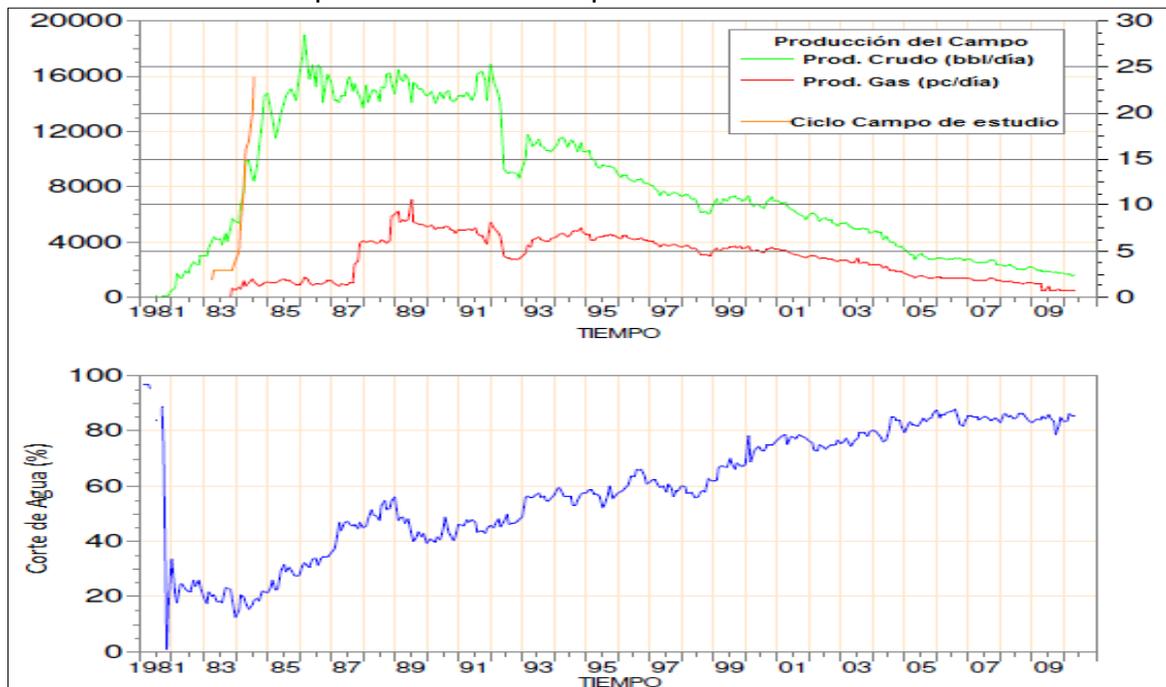
## 1.7 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

La certeza de la existencia de hidrocarburos en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena reposa sobre casi un siglo de exploración y el hallazgo del primer gigayacimiento de Colombia como lo es La Cira – Infantas. Han sido descubiertos 1.900 millones de barriles de crudo y cerca de 2,5 tera pies cúbicos de gas natural en casi 40 campos.

El historial de producción del campo inicial con el aporte de producción del pozo exploratorio bajo el contrato de asociación Cocorna-844, Flamingo-1, que fue aproximadamente de 194 BPPD.

**1.7.1 Métodos de producción.** El campo de estudio después de iniciar producción en el año 1983, obtuvo una producción incremental que llegó a los 18.000 barriles de crudo diarios en el año 1986, la producción se mantuvo cercana a este valor hasta el año de 1994 cuando la producción del campo comenzó a declinar. En 1999 comenzó a inyectarse agua debido a la producción de altos cortes de agua, que tenía como objetivo mantener la presión y realizar un barrido efectivo, pero no se obtuvieron niveles de producción esperada en los pozos, a pesar de ello se mantuvo esta práctica hasta finales de 2003 ya que de todas formas era rentable, tal como se observa en la **Gráfica 1**.

**Gráfica 1.** Historia de producción del campo de estudio.



**Fuente:** ECOPETROL S.A., Gerencia Regional del Magdalena Medio, Documento de Solicitud de Unificación de los Campos Teca-Cocorná. 2011.

Posteriormente, en el año 2004 se estudió la forma de poder aumentar el factor de recobro de forma rentable implementando un método de recobro terciario térmico, la inyección de vapor cíclica, la cual permite añadir a las reservas existentes unos 200 millones de barriles de crudo, lo que permitiría producir a tasas de 50.000 barriles de crudo diarios para el año 2023<sup>46</sup>. La primera inyección de vapor cíclica comenzó a realizarse en el 2010, cuando la producción del campo de estudio había disminuido a niveles de 1.500 barriles de crudo diarios.

A diciembre de 2016, la producción del campo de estudio se encuentra alrededor de 1.000 barriles de crudo diarios, como se observa en la **Tabla 2**, los cuales son extraídos a través de un piloto de inyección de vapor cíclica y continua en diferentes pozos del campo.

**Tabla 2.** Producción del campo de estudio a Diciembre de 2016.

Municipio	Campo	Contrato	Tipos		Prod.Mes Kbls o Kpc	Prod/Dia KBPD	%Pr.Mun	Precio USD/B	% Reg	DEPARTAMENTO PRODUCTOR	MUNICIPIO PRODUCTOR
			Hdr/Prd								
PUERTO NARE	CAMPO DE ESTUDIO (CAMPO "T" Y CAMPO "C")	ECOPETROL S.A Y OCCIDENTAL ANDINA LLC.	G	Q	4.120	23,316	0,89	4,47	12,00	498.693	213.726
			O	N	17.127	652,484	3,71	38,53	12,00	17.853.783	7.651.621
<b>TOTAL MUNICIPIO:</b>										18.352.476	7.865.347
PUERTO TRIUNFO	CAMPO DE ESTUDIO (CAMPO "T" Y CAMPO "C")	ECOPETROL S.A Y OCCIDENTAL ANDINA LLC.	O	N	15.156	488,903	15,90	38,53	12,00	15.799.144	6.771.062
			G	Q	4.170	23,589	4,37	4,47	12,00	504.745	216.319
<b>TOTAL MUNICIPIO:</b>										16.303.889	6.987.381
<b>TOTAL DEPARTAMENTO:</b>										34.656.365	14.852.728

**Fuente:** AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS ANH. [en línea] 2016. [Citado el 14 de marzo de 2016] Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Regalias/Estadisticas/liquidacin%20por%20departamentos/Antioquia%20definitiva%20diciembre%202016.pdf>

**1.7.2 Tiempo de producción.** A mayo del 2017, el campo en estudio lleva 34 años produciendo, desde que inició operaciones en 1983, de forma casi ininterrumpida.

**1.7.3 Número de pozos.** En el campo en estudio de tienen 216 pozos productores, 12 pozos inyectoros de vapor para inyección continua y un pozo para inyección cíclica, para un total de 229 pozos.

<sup>46</sup> PORTAFOLIO, Ecopetrol y Oxy aumentarían recobro del campo Teca-Cocorná, [En línea]. [citado el 24 de abril de 2017]. Disponible en internet: <http://www.portafolio.co/negocios/empresas/ecopetrol-oxy-aumentarian-recobro-campo-teca-cocorna-50390>

## 2. DESCRIPCIÓN Y GENERALIDADES DEL RECOBRO MEJORADO TÉRMICO Y LA GENERACIÓN DE VAPOR PARA INYECCIÓN

### 2.1 GENERALIDADES DE LA RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS

Una vez se descubre un yacimiento y se prueba con éxito su comercialidad, la meta principal en las operaciones de la industria del petróleo es extraer la mayor cantidad de petróleo de la manera más eficiente. Para ello es necesario que el fluido tenga la suficiente energía para poder vencer las fuerzas gravitacionales y del yacimiento para poder llegar a superficie, o como mínimo alcanzar una determinada altura dentro de los pozos de producción para luego ser levantado artificialmente y que pueda ser procesado en las facilidades de superficie. Los hidrocarburos necesitan de una fuente de energía para su extracción, ya sea inherente al yacimiento o proporcionada por el ser humano mediante la aplicación de ingeniería. Por ello, se establecieron categorías de recobro para identificar cual es el mecanismo (natural) o método (intervención humana) por el cual los fluidos obtienen la energía suficiente para poder ser producidos.

La energía que necesitan los fluidos puede ser generada por características inherentes al yacimiento y cuando es así, recibe el nombre de recobro primario donde además se establece que puede ser extraída una fracción del crudo original en sitio, el cual puede ser aumentado en la medida que se implementen otros tipos de recobro.

El recobro primario se da por flujo natural, es decir que no necesita ninguna intervención humana para que el crudo llegue a superficie pues es impulsado por la energía que es generada por algunos sistemas dentro del mismo yacimiento los cuales son:

- **Empuje por compresión de la roca y de los fluidos:** Es uno de los mecanismos naturales con mayor rapidez de declinación<sup>47</sup> y menor eficiencia pues aporta energía suficiente para tener hasta un 5% del factor de recobro.
- **Empuje por gas en solución:** La energía es propinada por el gas que se encuentra disuelto en el crudo y que al disminuir la presión en el yacimiento tiende a escapar y a expandirse, alcanzando un factor máximo de recobro del 35%<sup>48</sup>.
- **Empuje por capa de gas:** Cuando existe gas libre acumulado en el yacimiento, éste realiza un empuje sobre el crudo permitiendo su flujo hacia los

---

<sup>47</sup> PARIS, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. Venezuela, 2001. P. 15.

<sup>48</sup> PARIS, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. Venezuela, 2001. P. 15.

pozos productores y es uno de los más efectivos pues permite alcanzar hasta el 80% del factor de recobro.

- **Empuje hidrostático:** Es el empuje que realiza el agua cuando existe un acuífero activo o parcialmente activo asociado al yacimiento, donde puede alcanzar un 50% del factor de recobro<sup>49</sup>.
- **Empuje por segregación gravitacional:** Mecanismo donde el yacimiento tiene un buzamiento pronunciado que permite que las fuerzas gravitacionales puedan vencer las fuerzas viscosas, permitiendo que el gas libre suba al tope de la estructura si se tiene buena permeabilidad vertical produciendo un drenaje del fluido y puede alcanzar un factor de recobro hasta el 80%<sup>50</sup>.

Una vez el yacimiento no tiene la suficiente energía para poder aportar fluido de forma natural, que se traduce en una pérdida significativa de presión, es necesario implementar un método para poder aumentar la producción y sostener la presión en el yacimiento, lo cual se logra a través de la inyección de agua o gas. Éste método es llamado recobro secundario y consiste en mantener la presión y realizar un barrido de crudo a través de la inyección de dichas sustancias a través de pozos inyectoros configurados de tal manera que se pueda realizar un barrido efectivo de crudo, llevándolo a los pozos productores<sup>51</sup>.

El tercer tipo de recobro, terciario o también llamado recobro mejorado es implementado cuando se quiere producir la fracción de crudo que no pudo ser producido por las etapas anteriores, es decir, cuando se quiere aumentar el factor de recobro. Las operaciones de recobro terciario están dirigidas a la interacción de las fuerzas capilares y viscosas en el sistema roca-fluido, mediante la inyección de sustancias tales como el nitrógeno, polímeros,  $CO_2$  y vapor de agua. Este recobro ataca de forma química y térmica principalmente, las interacciones de la roca y los fluidos, buscando mejorar la movilidad del crudo dentro del yacimiento. Su aplicabilidad está en los crudos pesados y extra pesados para los métodos térmicos mientras que los miscibles y químicos para crudos con mayor gravedad API los cuales necesiten un cambio en la mojabilidad de la roca o en su capilaridad para ser recuperados.

El recobro mejorado entonces se divide en:

- **Recobro Mejorado Térmico:** Energía en forma de calor es aplicada al yacimiento para disminuir la viscosidad de los fluidos y mejorar su movilidad a

---

<sup>49</sup> PARIS, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. Venezuela, 2001. P. 14.

<sup>50</sup> PARIS, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. Venezuela, 2001. P. 14.

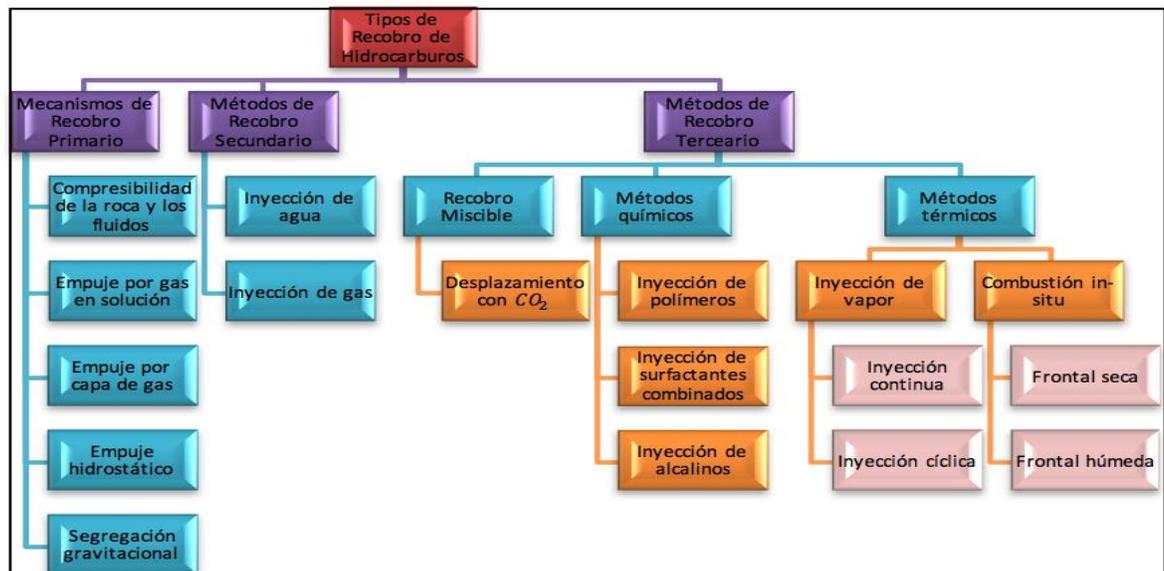
<sup>51</sup> CIED, PDVSA. Recobro Adicional de Petróleo por Métodos Convencionales, Segunda Versión, Venezuela, 1997. P. 7.

través de la inyección de vapor, inyección de agua caliente, combustión en sitio, electromagnetismo o inyección de aire caliente.

- **Recobro Mejorado Químico:** Químicos tales como polímeros, surfactantes, álcalis, espumas, geles, entre otros, son disueltos en agua de inyección los cuales modifican las propiedades de viscosidad, mojabilidad de la roca y tensión interfacial entre el agua y el crudo.
- **Recobro Mejorado Miscible:** Con el objetivo de aumentar la razón de movilidad del fluido en yacimiento, también son inyectados gases tales como CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> y WAG.
- **Otros Métodos de Recobro Mejorado:** Al igual que los anteriores métodos, siendo técnicas diferentes, buscan siempre aumentar el factor de recobro y este grupo está conformado por la aplicación de microorganismos, emulsiones y vibro sísmica.

El esquema que se muestra a continuación en la **Figura 4**, muestra cada uno de los tipos de recobro y cada una de las técnicas que son utilizadas para la recuperación de hidrocarburos

**Figura 4.** Esquema de los tipos de recobro de hidrocarburos.



**Fuente:** DONALDSON. E.C et al. Enhanced Oil Recovery. Julio, 1989. Modificada por los autores.

La clasificación de los diferentes tipos de recobro no obedece a un orden de implementación específico, debido a que su implementación dependerá de la rentabilidad de cada uno a nivel económico. Por lo tanto, un yacimiento puede ser descubierto y no tener un recobro primario o secundario sino tener un recobro terciario al comienzo de su etapa inicial de producción, porque todo depende de su

rentabilidad y del diseño de la mejor estrategia para el máximo aprovechamiento del crudo presente en el yacimiento.

Con base en la aclaración anterior, en el caso del campo de estudio el método de recobro implementado es el terciario y en su historial se registra recobro secundario con inyección de agua y solo un periodo corto de recobro primario a través de empuje por compresibilidad de la roca y empuje por capa de gas. Por lo que el método de recobro que reviste mayor interés en el desarrollo de este proyecto es el terciario, y por tal motivo se realizará una comparación de los diferentes métodos de recobro mejorado para entender cuál es y por qué es el que se utiliza actualmente en el campo de estudio.

En las siguientes tablas se encuentra un resumen de los rangos de aplicaciones de los diferentes métodos térmicos y químicos vistos en la gráfica #, pertenecientes al grupo de métodos de recuperación terciaria. Son útiles para identificar en qué tipo de yacimientos se puede aplicar cada uno de los métodos de recobro mejorado, según sean sus ventajas y limitaciones. En especial, poder identificar cual es el método que se adapta a las características geológicas y petrofísicas del campo de estudio.

Vale la pena aclarar, que algunos de los métodos de recobro mejorado son una combinación de los principales métodos y solo difieren en el uso de alguna sustancia o procedimiento, por lo cual se citan solo los principales para efectos prácticos y de comprensión.

**2.1.1 Rangos de aplicación y criterios de los diferentes métodos de recobro terciario.** Las tablas a continuación resumen los diferentes rangos de aplicación y también diferentes criterios de aplicación de los diferentes métodos de recuperación terciaria de hidrocarburos.

**Tabla 3.** Resumen de criterios de la Invasión con Vapor.

INVASIÓN CON VAPOR	
<b>Descripción:</b> El proceso con empuje por vapor o steamflooding consiste en la inyección continua de vapor con alrededor de 80% en pureza para desplazar el petróleo hacia los pozos productores. Normalmente al empuje por vapor se le acompaña con una estimulación cíclica de vapor de los pozos productores. (Se la conoce como Huff and Puff)	
<b>Mecanismos:</b> Con la inyección de vapor se recupera crudo mediante: (a) el calentamiento del petróleo y la reducción de su viscosidad. (b) Suministrando la presión para empujar al petróleo a los pozos productores (c) Quemar al coque que es producido o contenido en las fracciones pesadas del crudo, y (d) una presión suministrada al reservorio al realizar una inyección de aire.	

**Tabla 3.** (Continuación).

GUÍA DE CRITERIOS		
	Recomendado	Rango de proyectos actuales
<b>Petróleo</b>		
Gravedad (°API)	8 A 25	38 a 54 (miscible)
Viscosidad (cp)	<100.000	0,07 a 0,3
Composición	No discrimina, pero ciertas fracciones livianas ayudarían para la destilación por vapor.	
<b>Yacimiento</b>		
Saturación de crudo (%)	>40	59 a 80
Tipo de formación	Arenas y Areniscas preferentemente con alta porosidad y permeabilidad	
Espesor neto (pies)	>20	
Permeabilidad promedio (mD)	>200 (ver la transmisibilidad)	
Profundidad (pies)	>5.000	
Temperatura (°F)	No discrimina	
<b>Limitaciones:</b> Las saturaciones de petróleo deben ser un poco altas, y la zona de pago debería ser mayor a los 20 ft de espesor para minimizar las pérdidas de calor en las formaciones adyacentes. Los petróleos ligeros, menos viscosos pueden ser invadidos con vapor, pero normalmente no se realiza esto si el reservorio reacciona favorablemente a un proceso de invasión con agua. Principalmente la invasión con vapor es aplicada en su gran mayoría a petróleos viscosos, en areniscas o arenas no consolidadas de alta permeabilidad. Debido a las excesivas pérdidas de calor en la cara de la formación, los reservorios que se les aplica invasión con vapor deberían ser lo más someros posible siempre y cuando la presión necesaria para las tasas de inyección requeridas pueda ser mantenida. La invasión con vapor no es usada normalmente en reservorios carbonatados. Debido a que muchas veces un tercio del petróleo recuperado se consume para generar el vapor necesario, el costo por barril incremental de petróleo es alto. Se requiere un pequeño porcentaje de arcillas sensibles al agua para una buena inyectividad.		

**Fuente:** EOR Screening Criteria Revisited (Part 2). Society of Petroleum Engineers. Modificada por los autores.

**Tabla 4.** Resumen de criterios de la Invasión con Nitrógeno y gases de combustión.

INVASIÓN CON NITRÓGENO Y GASES DE COMBUSTIÓN		
<b>Descripción:</b>		
La inyección de Nitrógeno y gases de combustión son métodos de recuperación de petróleo los cuales usan estos gases no hidrocarburos de bajo costo para desplazar el petróleo mediante sistemas ya sean miscibles o inmiscibles dependiendo de la presión y composición del petróleo. Debido a su bajo costo, grandes volúmenes de estos gases pueden ser inyectados. El nitrógeno o los gases de combustión también son considerados para ser usados en baches en inyección de hidrocarburos miscibles y CO <sub>2</sub> .		
<b>Mecanismos:</b>		
El nitrógeno y los gases de combustión mejoran el recobro mediante: (a) La vaporización de los componentes más volátiles del petróleo y la generación de la miscibilidad si la presión es suficientemente alta (b) Un empuje de gas en una porción significativa del volumen del reservorio con gases de bajo costo (c) Mejoramiento de la segregación gravitacional en reservorios con buzamiento (miscibles o inmiscibles).		
GUÍA DE CRITERIOS		
	Recomendado	Rango de proyectos actuales
<b>Petróleo</b>		
Gravedad (°API)	>35	38 a 54 (miscible)
Viscosidad (cp)	<0,4	0,07 a 0,3
Composición	Alto porcentaje de hidrocarburos livianos	
<b>Yacimiento</b>		
Saturación de crudo (%)	>40	59 a 80
Tipo de formación	Areniscas o carbonatos poco fracturados y con canales de alta permeabilidad	
Espesor neto (pies)	Relativamente pequeños a menos que la formación tenga buzamiento	
Permeabilidad promedio (mD)	No discrimina	
Profundidad (pies)	>6.000	
Temperatura (°F)	No discrimina, aunque los yacimientos profundos tendrán altas temperaturas	
<b>Limitaciones:</b>		
Una miscibilidad desarrollada solo puede ser lograda con petróleos livianos y a presiones muy altas; por lo tanto, se prefiere reservorios profundos. Un reservorio altamente buzado es preferido para permitir una estabilización del desplazamiento por segregación gravitacional. Para una segregación gravitacional mejorada en procesos miscibles o inmiscibles, un reservorio con buzamiento podría ser crucial para el éxito de un proyecto.		
<b>Problemas:</b>		
Digitaciones viscosas se generan cuando se tiene pobres eficiencias de barridos verticales y horizontales. Los gases no hidrocarburos deben ser separados de los gases comerciales producidos. La inyección de gases de combustión ha causado problemas de corrosión en el pasado. Al momento, el nitrógeno está siendo inyectado en grandes proyectos exitosos que anteriormente se habían inyectado gases de combustión.		

**Fuente:** EOR Screening Criteria Revisited (Part 2). Society of Petroleum Engineers. Modificada por los autores.

**Tabla 5.** Resumen de criterios de la Combustión In Situ.

COMBUSTIÓN IN SITU		
<b>Descripción:</b>		
<p>La combustión in situ o “fireflooding” involucra el iniciar una llama en el reservorio e inyectar aire para mantener la combustión de una parte del petróleo. La técnica más común es un frente de combustión en la cual al reservorio se le realiza la ignición en un pozo inyector, y el aire es inyectado para propagar el frente de combustión desde el pozo. Una de las variaciones de esta técnica es una “combinación del frente de combustión e invasión con agua” (COFCAW). Una segunda técnica es una combustión inversa en la cual una llama es iniciada en un pozo que eventualmente llegara a ser un pozo productor, y la inyección de aire es.</p>		
<b>Mecanismos:</b>		
<p>Con la combustión in situ se recupera crudo mediante: (a) la aplicación de calor el cual es transferido desde el pozo al reservorio por conducción y convección, en consecuencia, se tendrá una reducción de la viscosidad del petróleo. (b) los productos de la destilación por vapor y cracking térmico avanzan hacia el frente para mezclarse con el petróleo y mejorarlo. (c) Quemar al coque que es producido o contenido en las fracciones pesadas del crudo, y (d) una presión suministrada al reservorio al realizar una inyección de aire</p>		
GUÍA DE CRITERIOS		
	Recomendado	Rango de proyectos actuales
<b>Petróleo</b>		
Gravedad (°API)	10 a 27	10 a 40
Viscosidad (cp)	<5.000	6 a 5.000
Composición	Algunos componentes asfálticos para ayudar a la depositación del coque	
<b>Yacimiento</b>		
Saturación de crudo (%)	>50	62 a 94
Tipo de formación	Arenas y areniscas con alta porosidad	
Espesor neto (pies)	>10	
Permeabilidad promedio (mD)	>50	85 a 4.000
Profundidad (pies)	<11.500	400 a 11.300
Temperatura (°F)	>100	100 a 22
<b>Limitaciones:</b>		
<p>Si al ser quemado el petróleo no existe una suficiente depositación de coque, el proceso de combustión no será sostenible; esto previene la aplicación en petróleos parafínicos de altas gravedades. Si la depositación de coque es excesiva, la tasa de avance de la zona de combustión será lenta y la cantidad de aire necesaria para mantener la combustión será alta. La saturación de petróleo y la porosidad deben ser altas para minimizar las pérdidas de calor en la roca. Estos procesos tienden a barrer en la parte más alta del reservorio por lo que la eficiencia de barrido es pobre en formaciones con espesores pequeños.</p>		
<b>Problemas:</b>		
<p>Relación de movilidad adversa. Se tienen una ruptura (Breakthrough) temprana del frente de combustión (y el O<sub>2</sub>-contiene mezcla de gases). Proceso complejo que requiere de una gran inversión de capital y es difícil para controlarlo. Los gases de combustión producidos pueden presentar problemas ambientales. Problemas de operación, así como una corrosión severa causada por el bajo PH del agua caliente, emulsiones agua/petróleo severas, aumento de la producción de arena, depositación de carbón o parafinas, y fallas en las tuberías de los pozos productores como resultado de las elevadas temperaturas.</p>		

**Fuente:** EOR Screening Criteria Revisited (Part 2). Society of Petroleum Engineers. Modificada por los autores.

**Tabla 6.** Resumen de criterios de la Invasión con Hidrocarburos Miscibles.

INVASIÓN CON HIDROCARBUROS MISCIBLES		
<b>Descripción:</b>		
<p>Este método consiste en inyectar hidrocarburos livianos al reservorio para formar una inyección miscible. Tres métodos diferentes se han estado usando. El primer método miscible usa un bache de gas licuado de petróleo alrededor del 5% de volumen poroso, así como propano, seguido de gas natural o gas y agua. Un segundo método denominado empuje de gas enriquecido (Condensado), consiste en inyectar un bache del 10 a 20 % del volumen poroso de gas natural el cual es enriquecido con gases desde etano (C2) hasta Hexano (C6), seguido de un gas pobre (Seco, mayormente metano) y posiblemente agua; los componentes enriquecedores son transferidos desde el gas al petróleo. Un tercer y el más común método denominado empuje de gas a alta presión (Vaporización), consiste en inyectar gas pobre a alta presión para vaporizar los componentes desde C2 a C6 contenidos en el petróleo siendo estos desplazados. Una combinación de métodos de condensación/vaporización también ocurre en muchas condiciones de reservorio, aunque usualmente se piensa que solo un proceso es predominante.</p>		
<b>Mecanismos:</b>		
<p>Los hidrocarburos miscibles recuperan crudo mediante: (a) generación de miscibilidad (en empujes de gas por vaporización o condensación) (b) incremento del volumen de petróleo (Hinchamiento) (c) Reducción de la viscosidad del petróleo (d) Desplazamiento de gas inmisible, especialmente segregación gravitacional mejorada con condiciones correctas del reservorio.</p>		
GUÍA DE CRITERIOS		
	Recomendado	Rango de proyectos actuales
<b>Petróleo</b>		
Gravedad (°API)	>23	10 a 40
Viscosidad (cp)	<3	0,04 a 2,3
Composición	Alto contenido de hidrocarburos livianos	
<b>Yacimiento</b>		
Saturación de crudo (%)	>30	30 a 98
Tipo de formación	Areniscas o carbonatos poco fracturados y con canales de alta permeabilidad.	
Espesor neto (pies)	Pequeños a menos que la formación tenga buzamiento	
Permeabilidad promedio (mD)	No discrimina, solo si es uniforme	
Profundidad (pies)	>4.000	4.040 a 15.900
Temperatura (°F)	La temperatura puede tener un efecto significativo en la presión mínima de miscibilidad; normalmente incrementa la presión requerida. Sin embargo, esto se explica para reservorios muy profundos los cuales necesitan soportar altas presiones para empujes de gas pobres.	
<b>Limitaciones:</b>		
<p>La profundidad mínima es fijada por la presión necesaria para mantener la miscibilidad generada. Los rangos de presión requerida de aproximadamente 1200psi para el proceso de GLP y de 4000 a 5000psi para el empuje de gas de alta presión, dependen del petróleo. Una formación de alto buzamiento es muy deseada para permitir un poco de estabilización de la gravedad del desplazamiento el cual normalmente tiene una relación de movilidad desfavorable.</p>		
<b>Problemas:</b>		
<p>Digitaciones viscosas se generan cuando se tiene pobres eficiencias de barridos horizontales y verticales. Grandes cantidades de hidrocarburos son requeridas. Los solventes podrían quedar atrapados y no ser recuperados en el método de gas licuado de petróleo.</p>		

**Fuente:** EOR Screening Criteria Revisited (Part 2). Society of Petroleum Engineers. Modificada por los autores.

**Tabla 7.** Resumen de criterios de la invasión con polímeros.

INVASIÓN CON POLÍMEROS		
<b>Descripción:</b>		
El objetivo de la inyección de polímeros es el de proveer un mejor desplazamiento y eficiencia en el barrido volumétrico durante la inyección de agua, consiste en añadir al agua polímeros solubles en ella antes que esta sea inyectada al reservorio. Ciertos polímeros con altos pesos moleculares (típicamente las Poliacrilamidas o Xanthan) son disueltos en la inyección de agua para disminuir la movilidad al agua. Las concentraciones usadas de los determinados polímeros se encuentran entre (250-2000 mg/L), las cantidades apropiadas requeridas en los tratamientos se encuentran entre el 25 – 60 % del volumen poroso del reservorio.		
<b>Mecanismos:</b>		
Los polímeros mejoran el recobro mediante: (a) Incremento de la Viscosidad del Agua (b) reducción de la movilidad del agua (c) entra en contacto en un mayor volumen del reservorio.		
GUÍA DE CRITERIOS		
	Recomendado	Rango de proyectos actuales
<b>Petróleo</b>		
Gravedad (°API)	>15	24 a 40
Viscosidad (cp)	<150	10 a 100
Composición	No discrimina	
<b>Yacimiento</b>		
Saturación de crudo (%)	>50	50 a 92
Tipo de formación	Preferentemente en arenas, pero puede ser usado en carbonatos. Se debe evitar las calizas	
Espesor neto (pies)	No discrimina	
Permeabilidad promedio (mD)	>10	10 a 15.000
Profundidad (pies)	<9.000 (verificar temperatura)	1.300 a 9.600
Temperatura (°F)	<200 (para disminuir la degradación)	
Agua de formación (ppm)	Salinidad preferiblemente baja	
<b>Limitaciones:</b>		
Si las viscosidades del petróleo son altas, se necesita un polímero de alta concentración para lograr el control de la movilidad deseado. Los resultados son normalmente mejores si la inyección de polímero se inicia antes que la relación agua-petróleo llegue a ser excesivamente:		
En las arcillas aumenta la adsorción del polímero		
Algunas heterogeneidades son aceptables, pero para una inyección convencional de polímeros; deben ser evitados los reservorios con fracturas extensas. Si las fracturas están presentes, las técnicas de polímeros de gel podrían ser aplicables.		
<b>Problemas:</b>		
Menor inyectividad comparada con la del agua, puede afectar negativamente la tasa de producción de petróleo en etapas tempranas de la inyección de polímeros.		
Las poliacrilamidas pierden viscosidad debido a su degradación súbita, o incrementan en salinidad y iones divalentes.		
El Xanthan es costoso, están sujetos a degradación microbiana y tienen un mayor potencial para taponar la cara de la formación.		

**Fuente:** EOR Screening Criteria Revisited (Part 2). Society of Petroleum Engineers. Modificada por los autores.

**Tabla 8.** Resumen de criterios de la invasión con CO2.

INVASIÓN CON CO2		
<b>Descripción:</b>		
La inyección de CO2 se lleva a cabo mediante la inyección de grandes cantidades de CO2 (30% o más del Volumen Poroso de hidrocarburos) en el reservorio. Aunque el CO2 al inicio de la inyección no es miscible con el petróleo, este extrae los componentes desde intermedios a livianos del petróleo. Si la presión es suficientemente alta, se desarrolla miscibilidad para desplazar al petróleo del reservorio. Los desplazamientos inmiscibles son menos efectivos, pero estos recobran mejor al petróleo que la inyección de agua.		
<b>Mecanismos:</b>		
El CO2 recupera petróleo mediante: (a) Hinchamiento o aumento del volumen de petróleo (el CO2 es bien soluble en petróleos de gravedades altas) (b) Reduciendo la viscosidad del petróleo (mucho más efectivo que N2 o CH4) (c) Reduciendo la tensión interfacial entre el petróleo y la fase CO2/petróleo en las regiones miscibles cercanas, y (d) generación de miscibilidad cuando la presión es suficientemente alta.		
GUÍA DE CRITERIOS		
	Recomendado	Rango de proyectos actuales
<b>Petróleo</b>		
Gravedad (°API)	>22	27 a 44
Viscosidad (cp)	<10	0,3 a 6
Composición	Alto contenido de hidrocarburos intermedios	
<b>Yacimiento</b>		
Saturación crudo (%)	>20	15 a 70
Tipo de formación	Areniscas o carbonatos	
Permeabilidad promedio (mD)	No crítica si suficientes tasas de inyección pueden ser mantenidas.	
Profundidad (pies)	<9.000 (verificar temperatura)	1.300 a 9.600
Profundidad y temperatura	Para desplazamientos miscibles la profundidad debe ser suficientemente buena para permitir presiones de inyección mayores que las presiones mínimas de miscibilidad, y para petróleos más pesados. Las Profundidades recomendadas, son:	
	Gravedad API	Profundidad (pies) mayor a:
	>40	2.500
	32 a 39,9	2.800
	28 a 31,9	3.300
	22 a 27,9	4.000
13 a 21,9	1.800	
<13	Todo yacimiento falla a cualquier profundidad.	
<b>Limitaciones:</b>		
Se requiere de una buena fuente a bajo costo de CO2		
<b>Problemas:</b>		
La corrosión puede causar problemas, especialmente si existe una ruptura (Breakthrough) del CO2 en los pozos productores.		

**Fuente:** EOR Screening Criteria Revisited (Part 2). Society of Petroleum Engineers. Modificada por los autores.

**Tabla 9.** Resumen de criterios de la invasión con Polimeros Miscelares, ASP y Alcalinos.

INVASIÓN CON POLÍMEROS MICELARES, ASP Y ALCALINOS		
<b>Descripción:</b>		
<p>La invasión clásica con polímeros miscelares consiste en inyectar un bache que contiene agua, surfactante, polímero, electrolitos (sal), a veces un cosolvente (alcohol), y posiblemente un hidrocarburo (petróleo). El volumen del bache a menudo es de 5 a 15% del volumen poroso para un sistema de surfactante de alta concentración y de 15 a 50% del volumen poroso para un sistema de bajas concentraciones. Se envía seguido al surfactante un bache de agua mezclada con polímero. Los rangos de concentración de polímeros se encuentran entre 500 a 2000 mg/L, y el volumen de la solución de polímero inyectada podría ser del 50% del volumen poroso o más. La invasión con ASP es similar excepto que la mayor parte del surfactante es reemplazada por álcalis de bajo costo de tal forma que los baches pueden ser mucho más largos pero el costo total es bajo, y el polímero es usualmente incorporado después en el bache diluido. Para la invasión de alcalinos, la inyección de agua es tratada con concentraciones bajas de alcalinos y los surfactantes son generados in situ debido a la interacción con la roca y el petróleo.</p>		
<b>Mecanismos:</b>		
<p>Todos los métodos de invasión con surfactantes y alcalinos recuperan crudo mediante: (a) reduciendo la tensión interfacial entre el agua y el petróleo (b) Solubilización del petróleo en algunos sistemas miscelares (c) Emulsificación del agua y el petróleo, especialmente en los métodos alcalinos (d) Alteración de la mojabilidad (en los métodos con alcalinos); y (e) mejoramiento de la movilidad.</p>		
GUÍA DE CRITERIOS		
	Recomendado	Rango de proyectos actuales
<b>Petróleo</b>		
Gravedad (°API)	>20	24 a 40
Viscosidad (cp)	<35	10 a 100
Composición	Hidrocarburos livianos y medianos son apropiados para polímeros miscelares. Se necesitan ácidos orgánicos para lograr bajas tensiones interfaciales con alcalinos.	
<b>Yacimiento</b>		
Saturación de crudo (%)	>35	50 a 92
Tipo de formación	Preferentemente areniscas	
Espesor neto (pies)	No discrimina	
Permeabilidad promedio (mD)	>10	10 a 15.000
Profundidad (pies)	<9.000 (verificar temperatura)	1.300 a 9.600
Temperatura (°F)	<200 (para disminuir la degradación)	
<b>Limitaciones:</b>		
<p>Se requiere un barrido areal por invasión de agua superior al 50%. Relativamente se prefiere formaciones homogéneas. No compatibles con presencia de altas cantidades de anhídrita, yeso o arcillas. Disponer sistemas que proporcionen óptimos comportamientos en base a un conjunto limitado de condiciones.</p>		
<b>Problemas:</b>		
<p>Sistemas Complejos y Costosos. La posibilidad de una separación cromatográfica de los químicos en el reservorio. Alta adsorción del surfactante. Interacciones entre los polímeros y los surfactantes. Degradación de los químicos a altas temperaturas.</p>		

**Fuente:** EOR Screening Criteria Revisited (Part 2). Society of Petroleum Engineers. Modificada por los autores.

En el caso del campo de estudio, se cuenta con un yacimiento de baja profundidad (1.200-2.500 pies) que contiene crudo pesado (12,5°API), que ya agotó su energía para producir por recobro primario, y que por las características del crudo no es efectivo un recobro secundario. La razón de movilidad del crudo es significativamente baja debido a su alta viscosidad a temperaturas de yacimiento (36.000 cP @90°F), lo que genera aún más impedimentos para que el crudo pueda ser producido. Cuenta con una buena permeabilidad (600-1200 mD) y una porosidad de hasta 28%.

En conclusión, se observa que el método que cumple con las condiciones expuestas en la **Figura 4**, es la inyección de vapor continua por razones petrofísicas y geológicas inherentes al yacimiento del campo de estudio explicadas anteriormente, ya que no solo se enfoca en la transferencia de energía en forma de calor al fluido para disminuir su viscosidad, sino que también permite modificar las interacciones roca – fluido para hacerlas convenientes para una explotación rentable. Por lo tanto, es necesario profundizar en el concepto de la inyección de vapor.

**2.1.2 Inyección de vapor.** Es una de las técnicas de inyección de fluidos más ampliamente utilizadas, exhibiendo una participación mayor al 70% en la obtención de crudo a nivel mundial. El recobro mejorado térmico funciona bajo por dos principios diferentes que son el desplazamiento y la estimulación. El desplazamiento, hace referencia al barrido de crudo hacia los pozos productores en yacimiento tal como sucede en la inyección de agua, por otra parte, la estimulación involucra el calentamiento de zonas cercanas a los pozos buscando reducir la viscosidad del crudo.

La inyección de vapor es realizada en pozos productores o inyectores (según sea el caso). Se busca estimular la producción de las arenas que estén drenando por un periodo limitado de tiempo, a través del aporte de energía en forma de calor y el mantenimiento de la presión del yacimiento, permitiendo que el vapor no solo genere un mecanismo de empuje al crudo, sino que también caliente los fluidos en el yacimiento. De ésta forma se reduce la viscosidad del crudo y mejora la relación de movilidad.

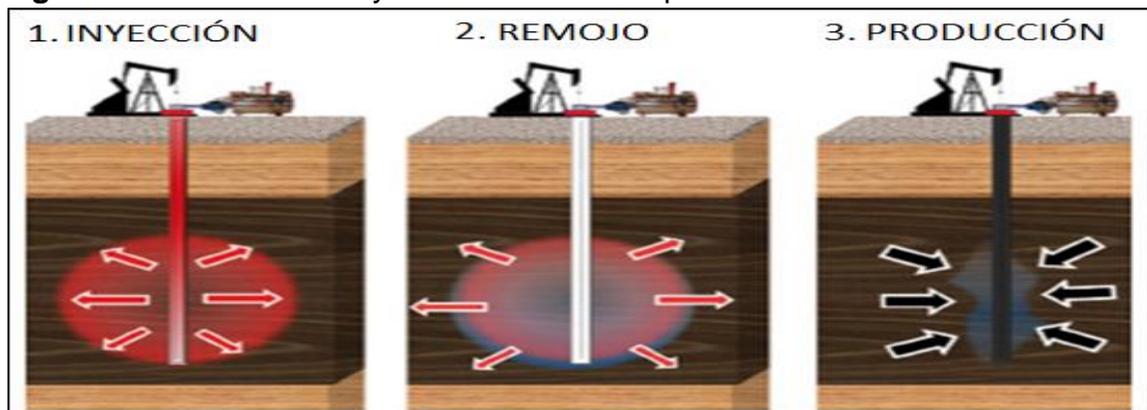
El calor en el yacimiento es inyectado a través del vapor, que éste a su vez tiene un calor latente necesario para vencer fuerzas gravitacionales y ubicarse rápidamente en las zonas deseadas del yacimiento, para posteriormente transferir al hidrocarburo el calor por conducción. Es un proceso de estimulación aplicado a yacimientos con crudos generalmente de 8° a 25° API.

La inyección de vapor puede ser:

**2.1.2.1 Inyección de vapor cíclica.** El vapor de agua húmedo (compuesto por vapor y condensados), es inyectado por los mismos pozos productores en yacimientos de crudo pesado por lapsos de aproximadamente 3 a 4 semanas, posteriormente el pozo es cerrado para permitir que el vapor ceda calor a los fluidos de las zonas cercanas al pozo, esto es llamado el periodo de “remojo”, y en el transcurso de unos días se abre el pozo para ponerlo de nuevo en producción.

Ciclo es el nombre que recibe el procedimiento completo de inyección, remojo y puesta en producción. La producción aumenta significativamente por un tiempo limitado pues disminuye con el pasar de los días por lo que hay una proyección por cada pozo para realizar un determinado número de ciclos. La efectividad de este método radica en el lapso de tiempo que el crudo mantenga baja su viscosidad. En la **Figura 5** se observa el proceso de la inyección cíclica de vapor.

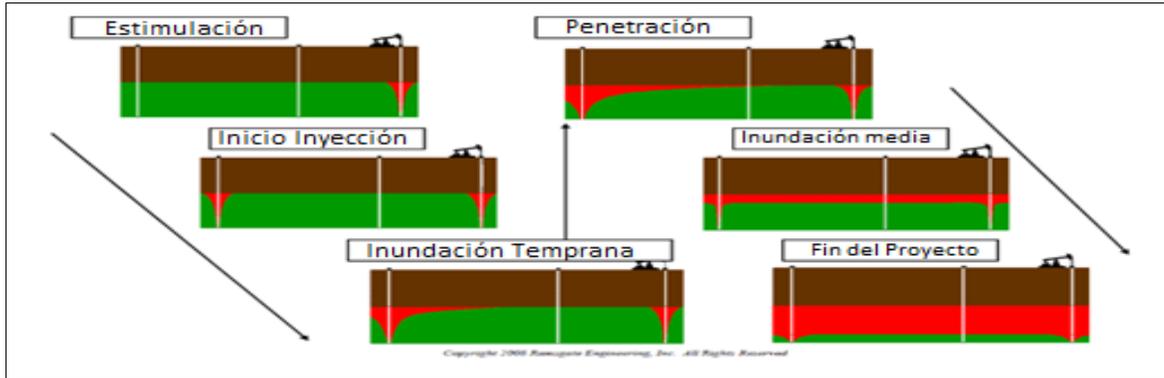
**Figura 5.** Proceso de la inyección cíclica de vapor.



**Fuente:** Revista Universidad Industrial de Santander. Modificada por los autores.

**2.1.2.2 Inyección de vapor continua.** El vapor de agua es inyectado en pozos inyectoros ubicados en arreglos debido a que la operación no se ve interrumpida, es decir, no se realizan a través del mismo pozo de producción. Cumpliendo con la misma labor de aportar energía térmica al yacimiento, mantener la presión y mejorar la razón de movilidad del crudo a la vez que disminuye su viscosidad. En la Figura 6 se observa el proceso de inyección continua de vapor.

**Figura 6.** Secuencia del vapor en yacimiento para la inyección continua de vapor.



**Fuente:** OCCIDENTAL ANDINA, LLC. Modificada por los autores.

Aunque la inyección de vapor continua y cíclica aplican para las características del campo de estudio, el método que se utiliza es la inyección de vapor continua por la iniciativa de desarrollo a largo plazo que tiene la compañía sobre el campo y sus expectativas de producción.

## 2.2 GENERACIÓN CONVENCIONAL DE VAPOR EN PROYECTOS DE RECOBRO MEJORADO TÉRMICO

La generación de vapor de agua para inyección, consiste en el calentamiento de agua en su estado líquido, a través de la aplicación de calor a temperaturas y presiones mayores que las atmosféricas, mediante equipos tales como calderas y generadores que funcionan convencionalmente mediante la quema de combustibles fósiles tales como gas o petróleo, aunque cabe resaltar que pueden existir diferentes métodos como la energía solar térmica que será explicada y detallada más adelante.

Para la obtención de vapor de agua para inyección, se deben monitorear las propiedades térmicas del agua y los combustibles para que puedan ser calculados los volúmenes de vapor que se pueden generar y los volúmenes de combustible asociados a su generación. Estas propiedades son: calidad del vapor, calor específico, calor sensible, calor latente y temperatura de saturación.

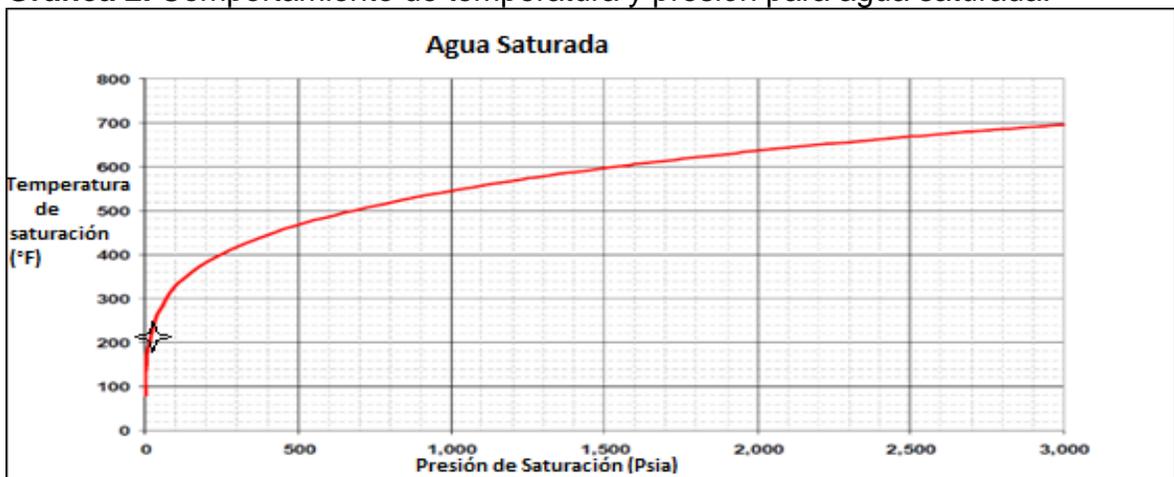
**2.2.1 Propiedades térmicas.** Las propiedades térmicas se componen y se definen por lo siguiente:

- **Calidad del vapor (X):** Está determinada por la fracción en masa de vapor seco contenido dentro de un volumen determinado de vapor húmedo.
- **Calor Específico (Ce):** Es la cantidad de energía por unidad de masa que debe ser aplicada a una sustancia para que ésta aumente su temperatura en 1°C.

- **Calor Sensible (Hw):** Es la cantidad de calor que necesita un fluido líquido a una presión constante para poder llegar a su temperatura de saturación, está dado a partir de la siguiente expresión:
- **Calor Latente (Le):** Es la cantidad de calor por unidad de masa necesaria para que un fluido que se encuentra a temperatura de saturación se evapore por completo.
- **Temperatura de Saturación (Ts):** Es la temperatura a la cual un fluido alcanza su punto de ebullición a cualquier presión dada.

Entender el comportamiento del agua y los combustibles como fluidos, es fundamental para optimizar los procesos de tratamiento de agua y generación de vapor, ya que significan costos relevantes para la operación. Los procesos deben ser de alta eficiencia para asegurar que no habrá pérdidas económicas por mala gestión en factores operacionales que están bajo el control del ingeniero. Los excesos de combustible para generación de vapor fuera de especificaciones puede ser un ejemplo de la importancia de conocer y gestionar las diferentes variables que influyen en el proceso de generación de vapor de forma efectiva<sup>52</sup>.

**Gráfica 2.** Comportamiento de temperatura y presión para agua saturada.



**Fuente:** OCCIDENTAL ANDINA, LLC. Modificada por los autores.

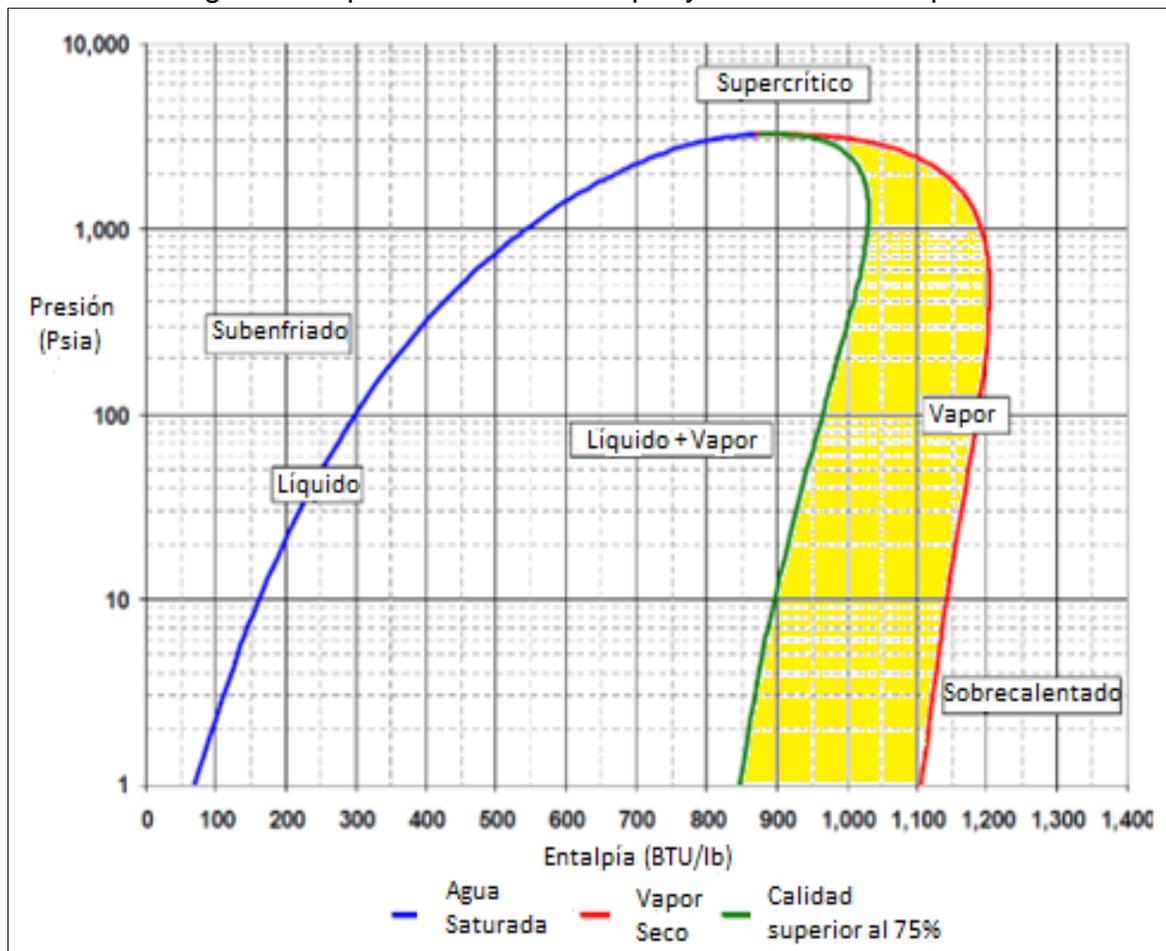
Para obtener vapor, hay que relacionar los conceptos anteriormente nombrados, y analizar su interacción. En primera instancia, la temperatura de saturación es el primer objetivo a alcanzar mediante los recursos energéticos para que el agua comience a evaporarse, la temperatura de saturación tendrá una respectiva presión de saturación. Comportamiento descrito por la curva en la gráfica de presión versus temperatura (**Gráfica 2**), la cual señala las condiciones estándar o atmosféricas a las cuales se obtiene agua saturada (212°F y 14,7 psia).

<sup>52</sup> EN-FAB, INC. Installation, Operation & Maintenance Manual 100 MMBTU/HOUR Once Through Steam Generator. EEUU, 2012. P. 50.

Los estados del agua están ligados directamente a las condiciones a las cuales está sometido el fluido, dentro de los parámetros de operación, termodinámicamente se clasifican en:

- Líquido sub enfriado
- Mezcla líquido - vapor
- Vapor saturado
- Vapor sobrecalentado
- Fluido supercrítico

**Gráfica 3.** Diagrama de presión versus entalpía y la calidad de vapor de interés.



Fuente: OCCIDENTAL ANDINA, LLC. Modificada por los autores.

La **Gráfica 3**, permite clasificar el estado del agua saturada, relacionando los conceptos de presión y entalpía, lo que es igual a cuanta energía debe ser

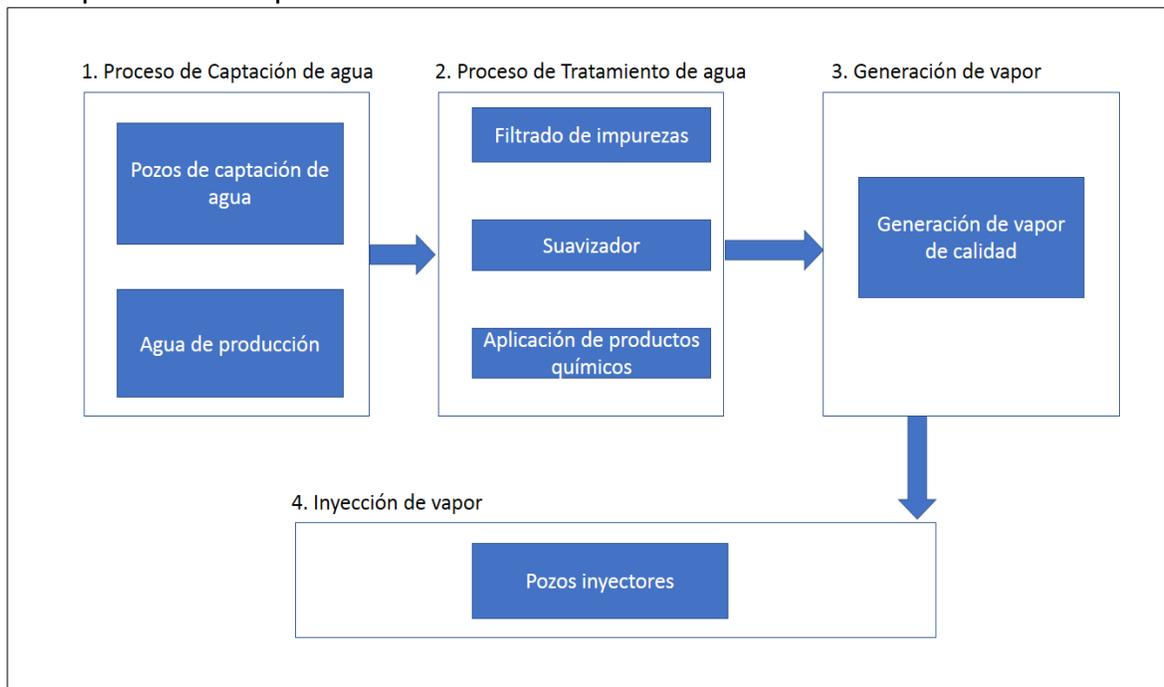
aplicada por libra a una presión determinada para que el fluido se encuentre en alguno de los estados mencionados anteriormente, aclarando que existen otras gráficas para poder inferir el estado en el que se encuentra el fluido. El área de interés (vapor de calidad deseada) que se encuentra delineada en la figura #, representa el rango de presiones y entalpías a las cuales se puede producir vapor con calidad suficiente para inyectar en yacimiento.

Es necesario que el agua posea determinadas características en cuanto a su pureza para que pueda tener un comportamiento similar al descrito en las gráficas anteriores y el proceso de generación e inyección de vapor tenga excelentes resultados en su objetivo principal, que es llegar al yacimiento y transferir energía en forma de calor al petróleo.

Es fundamental realizar un tratamiento adecuado del agua manejada para que pueda tener las características deseadas y que sea utilizada en la generación de vapor.

**2.2.2 Tratamiento del agua para la generación de vapor.** El agua utilizada para la generación de vapor proviene de pozos de agua y para poder aprovechar el agua de producción es necesario someterla a procesos de tratamiento para que tenga las características deseadas.

**Figura 7.** Diagrama de flujo para la captación, tratamiendo, generacion e inyeccion de vapor en el campo de estudio.



El agua debe reunir las características adecuadas en cuanto a su alcalinidad, color, olor, y dureza para los procesos posteriores de generación de vapor e inyección, debido a que de sus características dependerá la integridad de los

equipos y de la formación donde se esté inyectando el vapor. Los pasos para el tratamiento de agua, la generación de vapor y su inyección, como se ve en la **Figura 7**.

1. **Proceso de captación de agua.**
2. **Proceso de Tratamiento de agua.**
3. **Generación de vapor.**
4. **Inyección de vapor.**

El agua después de ser captada de los pozos, en su proceso de “purificación” debe pasar a través de una planta de tratamiento que consiste en su primera fase en fluir a través de un filtro que contiene antracita, arena y grava cuyo objetivo es eliminar los sólidos suspendidos presentes en el agua provenientes de la formación.

Posteriormente, el agua pasa a un suavizador que contiene resina zeolita-catódica para eliminar la dureza del agua determinada por la concentración de minerales presentes en el agua tales como calcio, estroncio y magnesio.

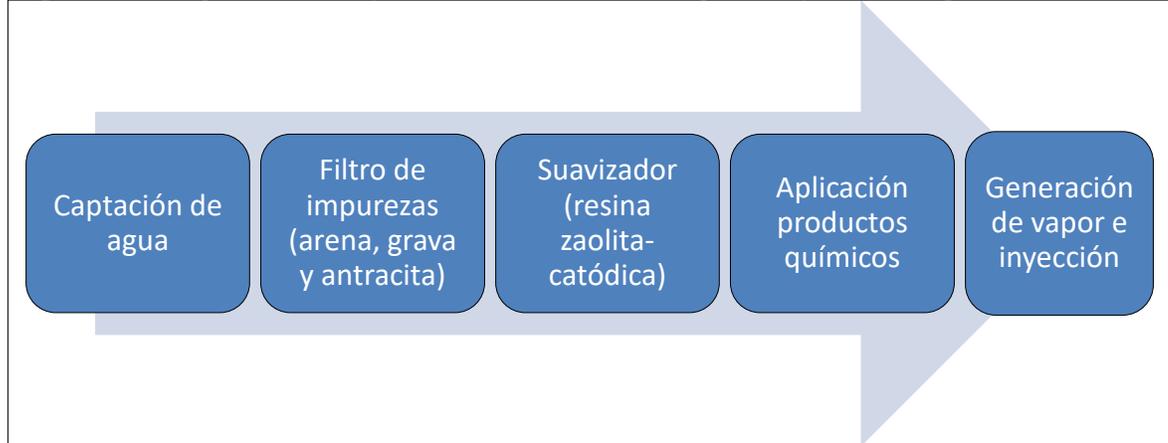
Luego del proceso de filtrado y suavizado se aplican los productos químicos útiles para el manejo de la alcalinidad, ya que, si el agua es de carácter ácido, se aplicará la concentración necesaria de fosfato trisódico para neutralizarla y si es de carácter ácido, el ácido clorhídrico se contempla como primera opción para también neutralizar el carácter básico del agua. También se utiliza el sulfito de sodio como un secuestrante de oxígeno y biosidas para controlar colonias de bacterias y así, disminuir la corrosión.

Uno de los problemas frecuentes inherentes a las características del agua además de la corrosión es la formación de escamas en las zonas de transferencia de calor en los equipos de generación de vapor, debido a que las impurezas presentes en el agua se carbonizan y se adhieren a la zona de transferencia, formando una capa que disminuye la transferencia de calor y asimismo la eficiencia del equipo, lo que genera un mayor consumo de combustible para la generación de una cantidad igual o inclusive menor de vapor. Por eso es importante el tratamiento del agua, entre muchos otros factores pero que recalcan la importancia de éste proceso para salvaguardar la formación y alargar la vida útil de los equipos que influyen en el proceso. Por ello se especifican los procesos generales en la **Figura 8**, para entender el curso del agua dentro del proceso de tratamiento y la **Tabla 10**, en la cual se encuentran los valores reales a los cuales se deben acercar las diferentes propiedades del agua<sup>53</sup>.

---

<sup>53</sup> EN-FAB, INC. Installation, Operation & Maintenance Manual 100 MMBTU/HOUR Once Through Steam Generator. EEUU, 2012. P. 6.

**Figura 8.** Diagrama de flujo del tratamiento del agua en procesos generales.



**Tabla 10.** Características del agua al final de tratamiento.

Propiedad	Rango
Oxígeno disuelto	0 ppm
Dureza	0 ppm
Sólidos disueltos	200 ppm
Hierro	<0,1 mg/L
pH	7,0 – 7,5
Cloruros	80 ppm
Sílice	25 ppm

**Fuente:** OCCIDENTAL ANDINA, LLC. Modificada por los autores.

**2.2.3 Equipos para la generación de vapor.** Los generadores de vapor son equipos que tienen la función de generar vapor, como su nombre lo indica, a través de la aplicación de energía térmica a un fluido (generalmente agua), mediante la quema de combustibles tales como petróleo, diésel ó gas, ó tecnologías que permitan transferir suficiente energía térmica para elevar el estado del agua de líquido a vapor para poder ser utilizado en diversos procesos, en este caso para su inyección en yacimiento con fines de mejorar la producción crudo y aumentar el recobro de un yacimiento.

Los generadores de vapor o calderas se pueden clasificar según el patrón de flujo que tenga el agua dentro de ellos y la forma de como el calor es absorbido desde el combustible, por lo tanto pueden ser:

- Generadores de Recirculación.
- Generadores de Paso Único.

En los generadores de recirculación, un flujo de agua alimenta el generador que contiene unos “tubos verticales” por los cuales fluye el agua, hasta que alcanzan la parte superior, y en ese punto un 30% del flujo de agua aproximadamente es evaporado, luego la mezcla líquido vapor ingresa a una sección llamada tambor,

donde se encuentran dispositivos de separación de fases tales como ciclones, deflectores o placas onduladas, donde la dirección de las fases cambia así también como sistemas de purificación para el agua. Funcionan bajo el principio de diferencia de densidad entre los estados de líquido y vapor, ya que el vapor cambia de dirección mientras que el líquido choca con placas<sup>54</sup> (debido a su densidad) permitiendo recircular el líquido, al ser desviado por tuberías a l punto inicial del proceso hasta que sea vaporizado.

La diferencia de densidad es el factor más importante a la hora de evaluar la eficiencia del sistema, debido a que la diferencia de densidad disminuye con la disminución de la presión, obstaculizando la eficacia de la separación, haciendo que se recircule el vapor.

En cuanto a los generadores de paso único, el flujo de agua que ingresa al generador, atraviesa zonas de precalentamiento, en las cuales se aprovechan los gases de combustión provenientes de la fuente de energía del proceso, ya que el agua tiene que ser vaporizada en altas proporciones, es decir, tiene que tener una buena calidad (por encima del 70%).

Los generadores de paso único, alcanzan condiciones operacionales de temperaturas y presiones superiores a los 550°F y 1.400 Psia. Los generadores de paso único requieren de agua con altos niveles de pureza<sup>55</sup>, puesto que no contiene un sistema de purificación en la caldera.

El generador de serpentín de flujo en serie, como también puede ser llamado, dependiendo de la innumerable cantidad de diseños donde se resaltan sus características más relevantes, es el equipo que realiza las operaciones de vaporización de agua en el campo de estudio.

El campo de estudio cuenta con un generador a gas de paso unico con serpentín de flujo en serie, debido a que los demás requieren altas calidades del agua y no se ajustan a los cambios inesperados de carga. No obstante, todos requieren de altos costos para su operación teniendo en cuenta que la demanda de combustible, que en el caso del campo de estudio es el gas, es lo suficientemente alta como para poner en riesgo el desarrollo del proyecto, no solo por su precio si no por su disponibilidad.

El generador de paso único con serpentín de flujo en serie a diferencia de los demás, logra convertir en vapor un 87% aproximadamente del agua que fluye a través de él (Calidad), mientras que los demás solo logran convertir en vapor

---

<sup>54</sup> MARCANO, Javier. Generadores de Vapor, Tema I. 2013. Disponible en Internet: <https://marcanord.files.wordpress.com/2013/06/tema-1-generadores-de-vapor.pdf>

<sup>55</sup> MARCANO, Javier. Generadores de Vapor, Tema I. 2013. Disponible en Internet: <https://marcanord.files.wordpress.com/2013/06/tema-1-generadores-de-vapor.pdf>

alrededor del 50%. Para efectos de generación de vapor a la escala que el campo de estudio requiere, es considerado de gran aporte para el desarrollo del mismo aún con las consideraciones ya nombradas para su funcionamiento. Por ello es necesario especificar sus características en la **Tabla 11**.

**Tabla 11.** Características generales de la generación de vapor con el generador a gas en el campo de estudio.

<b>Tipo</b>	<b>Generador de paso único con serpentín de flujo en serie</b>
<b>Calidad del Vapor</b>	80%-90%
<b>Calor Generado</b>	100 MMBTU/Hr
<b>Condición de Operación</b>	Estático
<b>Cantidad de Vapor Promedio</b>	150 GPM (8235 BWPD equivalente a vapor)
<b>Eficiencia de Operación</b>	90%
<b>Temperatura de Operación</b>	550 °F

**Fuente:** OCCIDENTAL ANDINA, LLC.

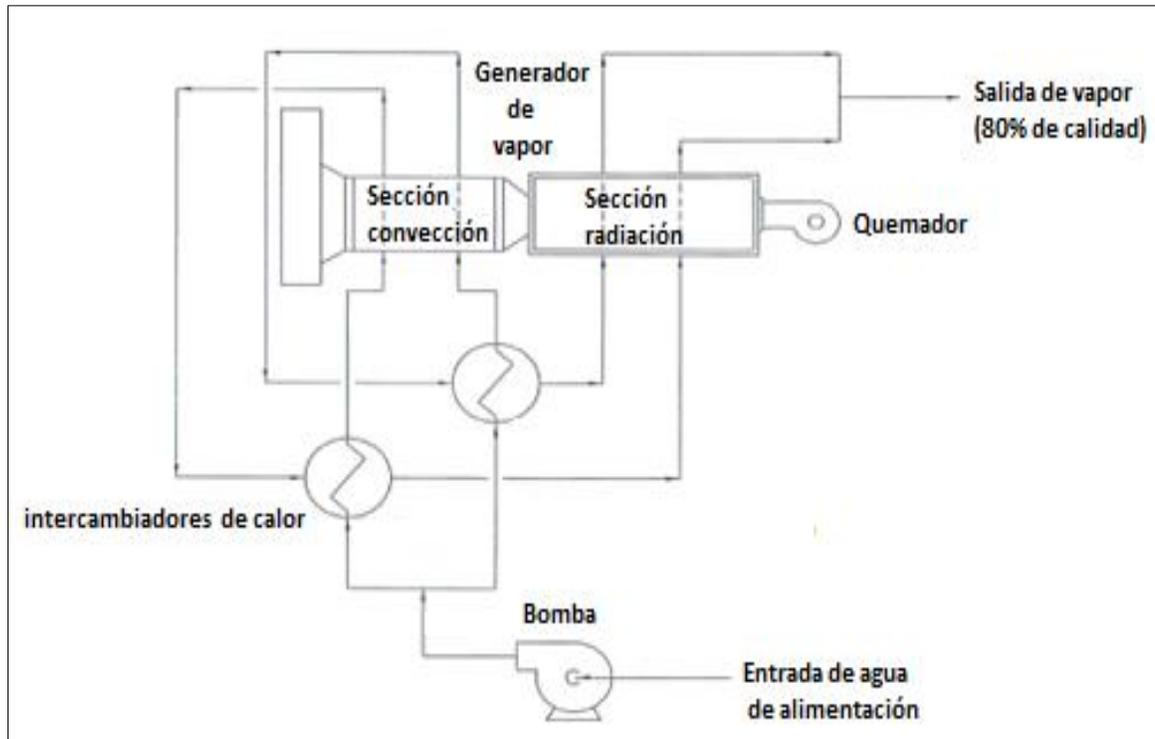
El generador utilizado en el campo de estudio está conformado por los siguientes elementos y secciones que permiten la obtención de vapor de agua:

1. **Bomba de Alimentación:** La bomba de alimentación eleva la presión del agua por encima de la presión de salida de vapor y provee la fuerza necesaria para poder llevar el agua y el vapor a fondo de pozo.
2. **Quemador:** Mezcla el combustible con la cantidad de aire necesaria para lograr una quema eficiente del combustible.
3. **Calentador de Agua de Alimentación:** El agua de alimentación es calentada para prevenir la condensación de componentes sulfurosos.
4. **Sección de Convección:** El agua de alimentación es calentada en esta sección a una temperatura cercana a la de vapor y los gases de combustión son enfriados de 1600°F a 600°F.
5. **Sección de Radiación:** El agua a una temperatura de saturación es convertida en vapor de una calidad entre el 60 y 80 por ciento. El calor es transferido desde de la llama del quemador a través del contacto con gases calientes por radiación.
6. **Válvulas de Seguridad:** Las válvulas de liberación de presión son los dispositivos iniciales y finales en el generador de vapor para prevenir fallas catastróficas por sobrepresiones.
7. **Sistema de Control de Flujo del Agua:** Una válvula de control de flujo de agua es operada neumáticamente en bypass alrededor de la bomba de alimentación para cambiar la tasa de flujo a través del quemador.
8. **Controles de Combustión:** Los controles eléctricos en el quemador son utilizados para Light off la llama principal del quemador de una forma segura.

**9. Circuito de Apagado de Seguridad:** Previene light off y mantiene la operación del quemador si llega a existir una condición insegura y apaga la llama cuando aparece una condición insegura.

La **Figura 9**, muestra las diferentes partes del generador a gas implementado en el campo de estudio.

**Figura 9.** Gráfica del diseño del generador de paso único con serpentín de flujo en serie.



**Fuente:** EN-FAB INC. Process flow diagram 100 MMBtu/hr once through steam generator. Modificada por los autores.

A través de los anteriores componentes, el flujo del agua dentro del generador de vapor comienza su recorrido en las bombas de succión de alta presión que llevan el fluido a una presión de diseño requerida para su correcto funcionamiento, donde se encuentra también una válvula de paro que es usada para aislar el calentador del resto del sistema para cuando se necesiten reparaciones.

La bomba de agua de alimentación de alta presión puede ser recíproca o centrífuga de múltiples etapas, ya que reúnen las especificaciones para poder movilizar grandes volúmenes de fluido. Después de la bomba se encuentra ubicado un medidor de flujo para poder estimar y controlar la tasa de flujo de agua de alimentación. Desde la descarga de la bomba, el agua de alimentación entra a un pre calentador donde la temperatura del agua es elevada a una cercana al

punto de rocío al entrar en tubos intercambiadores en los cuales también pasan gases resultantes de la combustión los cuales se busca bajar su temperatura (Sección de convección), esto para poder prevenir la corrosión de las partes externas, previniendo la condensación de gases de combustión sobre los tubos intercambiadores dentro de los cuales se genera la llama que representa el calor para el proceso<sup>56</sup>.

La zona de convección consiste en un espacio reducido en el cual tubos de superficies extendidas en forma de aletas entran en contacto con fluidos, de las cuales su forma y material dependen del tipo de combustible que sea utilizado en el proceso para mejorar la transferencia de calor permitiendo que el agua se acerque a su temperatura de saturación.

La condensación del ácido sulfúrico es la primera consideración que se hace en el proceso de combustión, debido a que hay combustibles que contienen sulfuros, permitiendo que se genere corrosión en estos tubos, disminuyendo la eficiencia de la transferencia de calor en ellos.

Una vez el agua de alimentación deja la sección de convección a través del pre calentador ingresa a la zona de radiación donde se encuentra una bobina radiante, ubicándose muy cerca del punto de ebullición. Al pasar el agua a través de la bobina, comienza a llegar < su temperatura de saturación, generando el cambio de estado a vapor de agua y comienza a ser producido hasta dejar la sección de radiación. La calidad del vapor saliente de la sección de radiación tiene un valor límite operativo de 87% aproximadamente.

Cuando el vapor deja la sección de radiación pasa primero por un medidor de orificio, un medidor multi-variable suministra la información referente a la calidad del vapor. De allí el vapor va a una pequeña línea vertical de separación para determinar la calidad del vapor por medio de conductividad. El vapor queda disponible para ser calentado a través de la exposición a más altas temperaturas por parte de la quema de combustible, sección en la cual se requieren válvulas de presión de seguridad seguido de un sistema de válvulas cheque para descarga seguido de un bloque de distribución de descarga y un sistema de distribución de vapor<sup>57</sup>.

El paso del agua a través del generador está dispuesto gráficamente en el diagrama anterior de forma generalizada para poder observar los principales elementos dentro del generador de vapor y de qué manera están ubicadas para poder aprovechar la mayor cantidad de calor posible de los gases de combustión.

---

<sup>56</sup> EN-FAB, INC. Installation, Operation & Maintenance Manual 100 MMBTU/HOUR Once Through Steam Generator. EEUU, 2012. P. 8.

<sup>57</sup> EN-FAB, INC. Installation, Operation & Maintenance Manual 100 MMBTU/HOUR Once Through Steam Generator. EEUU, 2012. P.8.

La generación de vapor de agua entonces se puede llevar a cabo de una forma convencional como la descrita anteriormente. Entendiendo que existen retos que contemplan la disminución de costos en las operaciones, así como la reducción a la dependencia energética de combustibles fósiles en la generación de vapor de agua.

**Tabla 12.** Costo del gas para la generación de vapor en el campo de estudio.

<b>COSTO DEL GAS PARA LA GENERACIÓN DE VAPOR</b>		
<b>Demanda energética por generador</b>	100	MMBTU/HR
<b>Precio del gas</b>	5.7	USD/MMBTU
<b>Poder calorífico del gas</b>	11.411	MMBTU/PC
<b>Precio del gas por PC</b>	650.427	USD/PC
<b>Tasa consumo de gas</b>	87.63	PC/Hr
<b>Tasa consumo de gas</b>	767,68	PC/año
<b>Costo hora</b>	570	USD/Hr
<b>Costo día</b>	13,68	USD/Día
<b>Costo año</b>	4.993.200	USD/año

Fuente: OCCIDENTAL ANDINA, LLC.

Como se puede observar en la **Tabla 12**, los costos del gas son elevados y ascienden a 4.993.200 dólares al año.

Por este motivo se han planteado soluciones sustentables para la sustitución completa o parcial de los generadores de vapor convencionales. La energía solar térmica se contempla como una solución viable a los altos costos de generación y poca disponibilidad energética de combustibles fósiles. La energía solar térmica se ha utilizado con gran éxito en varios lugares del mundo como el desierto de Mohave en California, Estados Unidos y Omán.

### **2.3 CASOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE RECOBRO MEJORADO TÉRMICO CON ENERGÍA SOLAR TÉRMICA**

La energía solar térmica para proyectos de recobro mejorado térmica se ha implementado en algunos países. A continuación se describirán los proyectos que se han realizado y sus características.

### 2.3.1 El caso de California.

**2.3.1.1 Campo McKittrick.** Es un proyecto en el que la empresa de energía solar térmica GlassPoint Solar se asoció con la operadora independiente más grande de California, Berry Petroleum. Esta unión tuvo como objetivo principal construir el primer proyecto comercial de recobro mejorado térmico con energía solar. Inició en febrero del 2011 y se ubica en un campo con más de 100 años: el campo McKittrick en California. El sistema de energía solar térmica tiene aproximadamente un acre y produce aproximadamente 1 MMBTU/hora de vapor, reemplazando ese mismo equivalente en gas natural implementado para la generación de vapor en los generadores a gas. El proyecto fue construido en menos de seis semanas y cuenta con un sistema tipo invernadero para evitar que los colectores se vean afectados por la erosión del viento y de la arena que transporta<sup>58</sup>.

**2.3.1.2 Campo Coalinga.** Es un proyecto que fue realizado entre los años 2011 y 2014 por las compañías Chevron Technology Ventures y BrightSource Energy, INC; se asociaron para construir el piloto de energía solar térmica de recobro mejorado térmico más grande del mundo para generación de vapor de agua para inyección continua en el campo Coalinga, ubicado en California, Estados Unidos. La instalación solar térmica de 29 megavatios respaldó los esfuerzos de recuperación de petróleo, sobrepasando cómodamente los niveles de producción anuales requeridos de vapor. Esto demuestra con éxito, la capacidad de la tecnología solar térmica para apoyar de forma limpia y rentable esfuerzos mejorados de recuperación de petróleo en California y en todo el mundo<sup>59</sup>.

---

<sup>58</sup> SPE, Society of Petroleum Engineers, Solar Enhanced Oil Recovery, [En Línea]. [citado el 30 de Abril de 2017]. Disponible en internet; [http://petrowiki.org/Solar\\_EOR#21Z\\_in\\_McKittrick.2C\\_California](http://petrowiki.org/Solar_EOR#21Z_in_McKittrick.2C_California).

<sup>59</sup> SPE, Society of Petroleum Engineers, Solar Enhanced Oil Recovery, [En Línea]. [citado el 30 de Abril de 2017]. Disponible en internet; [http://petrowiki.org/Solar\\_EOR#Coalinga\\_in\\_Coalinga.2C\\_California](http://petrowiki.org/Solar_EOR#Coalinga_in_Coalinga.2C_California)

**Figura 10.** Fotografía aérea del proyecto solar térmico en Coalinga #1.



**Fuente:** BRIGHTSOURCE ENERGY, INC. Disponible en internet: <http://www.brightsourceenergy.com>

**Figura 11.** Fotografía aérea del proyecto solar térmico en Coalinga #2.



**Fuente:** BRIGHTSOURCE ENERGY, INC. Disponible en internet: <http://www.brightsourceenergy.com>

La tecnología seleccionada fue la de torre solar, que será explicada más adelante.

Entretanto, la extracción de reservas de petróleo pesado, como las que se encuentran en Coalinga, es un desafío mundial. Los métodos convencionales de recuperación de petróleo sólo pueden extraer entre un 10% y un 30% del crudo original en sitio de un determinado yacimiento, dejando casi 70% a 90% del aceite del yacimiento sin explotar. En consecuencia, se podrían agregar millones de barriles adicionales de petróleo a reservas mundiales probadas con la implementación de métodos mejorados de recuperación de petróleo, donde la tecnología solar térmica jugaría un importante rol. Las dimensiones del proyecto así también como sus capacidades están especificadas en la **Tabla 13**.

**Tabla 13.** Datos generales del proyecto Coalinga.

Ubicación	Coalinga, California, EE.UU.
Tamaño del proyecto	<b>100 acres</b>
Producción de vapor	<b>29 MWe (Megawatts eléctricos)</b>
Altura de la torre	<b>327 pies</b>
Salida equivalente eléctrica	<b>13 MWe</b>
Numero de heliostatos/espejos	<b>3.822/7.644</b>

**Fuente:** BRIGHTSOURCE ENERGY, INC.

La empresa de energía solar Brightsource Energy, INC, fue contratada para proveer los servicios de la tecnología, la ingeniería y la construcción; Chevron Technology Ventures a su vez se encarga de administrar la operación del proyecto.

Las construcciones de las facilidades han requerido una inversión mayor a 28 millones de dólares y Brightsource Energy, INC ha perdido cerca de 40 millones de dólares en el proyecto por sobrecostos y se estima que van a perder mucho más<sup>60</sup>.

**2.3.2 El caso de Omán.** El Sultanato de Omán tiene un gran potencial en reservas de crudo pesado, que se producen mejor mediante la implementación de métodos de recobro mejorado térmicos. El gas natural es tradicionalmente, al igual que en el campo de estudio, utilizado como combustible para estos proyectos. Sin embargo, las preocupaciones sobre el futuro suministro de gas, las emisiones de CO<sub>2</sub> y posible aumento de costos para el desarrollo de este tipo de proyectos, se han incentivaron investigaciones sobre la tecnología solar térmica para impulsar proyectos sustentables y rentables con energía solar térmica. El resultado fue el piloto de generación solar de vapor, construido en el campo de Amal West en el sur de Omán. El proyecto realizado en Oman es ilustrado en la **Figura 12**.

Este proyecto piloto desplegó un nuevo diseño térmico solar, en el que se concentra la radiación solar utilizando espejos parabólicos que para protegerlos del polvo y de del viento fueron puestos dentro de hibernaderos. La luz del sol se refleja en tubos receptores que llevan agua, que luego se calienta para producir un vapor de calidad del 80% a 100 bar, según las especificaciones de generación convencionales.

El diseño del sistema imita la capacidad de un generador de vapor convencional de paso único (OTSG), utilizando agua para la generación y siendo llevado a los cabezales de pozo de inyección.

---

<sup>60</sup> BRIGHTSOURCE, Energy. Chevron/BrightSource Solar to Steam Demonstration Facility. EEUU, 2015. Disponible en internet; <http://www.brightsourceenergy.com/coalinga#.WS4Y5Wg182w>.

**Figura 12.** Proyecto de recobro solar térmico para crudo pesado en Oman.



**Fuente:** GLASSPOINT SOLAR, INC. First enclosed-trough solar steam generation pilot for EOR applications.

El objetivo clave para el piloto fue para demostrar que el sistema es capaz de ser desplegado en la práctica, ya que es viable económicamente. Para ello, varios elementos tenían que ser probados en el campo. En primer lugar, era importante demostrar que la salida de vapor podía ser modelada y predicha con certeza, lo cual fue realizado. En segundo lugar, los campos de petróleo de Omán se encuentran en zonas con presencia significativa de polvo o "tasa de suciedad", lugares donde la concentración de energía solar (CSP) se podía ver afectada. El rendimiento del sistema en condiciones del campo fue aprobado. Los datos apuntan hacia la viabilidad de un despliegue de la tecnología a lo largo de toda la región, a pesar de algunos desafíos que se encuentran por delante en su adopción<sup>61</sup>.

---

<sup>61</sup> GLASSPOINT, PDO Solar Steam Pilot, Case Study. Oman, 2015. Disponible en Internet; <https://www.glasspoint.com/wp-content/uploads/PDO-Pilot-Case-Study.pdf>

**2.3.3 El caso de Kuwait.** El recobro mejorado térmico tiene una importancia considerable para desarrollar y explotar las reservas de crudo pesado que se encuentran en el norte de Kuwait. Se estima que cerca de 12 billones de barriles de crudo pesado se encuentran en ese lugar y que aplicando tecnologías de recobro mejorado térmico pueden tener una producción de 60,000 BOPD en la primera fase del proyecto. Los resultados de la aplicación de las tecnologías de energía solar térmica demuestran que pueden eliminar hasta un 75% del gas implementado para la generación de vapor para inyección. Demuestran también que el uso de sistemas de almacenamiento térmico no son necesarios pues incrementan los costos y suponen mayores riesgos técnicos<sup>62</sup>.

## **2.4 GENERALIDADES DE LA GENERACIÓN DE VAPOR CON ENERGÍA SOLAR TÉRMICA PARA RECOBRO MEJORADO TÉRMICO**

Los sistemas solares térmicos son un conjunto de dispositivos que transforman la radiación solar en energía térmica, esta energía es absorbida por un fluido de trabajo y sirve para: producción de vapor, calentamiento de fluidos, refrigeración, desalinización de aguas, etc. (MIDUVI, 1996).

**2.4.1 Energía Solar.** El sol se constituye como una fuente de energía permanente, no contaminante y de bajo costo, que se ha planteado como alternativa para la obtención de calor ya sea con fines domésticos o industriales mediante el desarrollo de tecnologías diseñadas para su aprovechamiento. En especial, en aquellos proyectos que necesitan un suministro continuo de energía térmica y tienen dificultades para su obtención ya sea por disponibilidad o costos.

La energía del sol es el resultado de una fusión termonuclear del núcleo del Hidrógeno al formar Helio, que ocurre en una tasa aproximada a  $4 \times 10^9$  kg de conversión másica por segundo. La reacción de la fusión resulta en temperaturas de hasta 6,000 °C en la superficie del sol, que, a cambio, irradia un flujo que atraviesa 93 millones millas hasta llegar a la superficie terrestre.

La distribución del flujo de energía solar que llega a la tierra es una función de la longitud de onda de la luz incidente. En términos generales, el flujo de energía o la insolación total que llega a la superficie terrestre es referido como Constante Solar y tiene un valor de  $1,354 \text{ W/m}^2$ . Dependiendo del tiempo en el día y el mes del año, así como de las condiciones climatológicas y la latitud de un punto en la superficie terrestre, la cantidad de insolación total que llega varía entre 0 hasta  $1,050 \text{ W/m}^2$ . En promedio, casi la mitad de la energía incidente en la parte superior de la atmosfera llega hasta la superficie, el resto es reflectado, absorbido o nuevamente irradiado hacia el espacio. Aproximadamente 21% del flujo solar

---

<sup>62</sup> PALMER, D., O'DONELL, J., Solar Enhanced Oil Recovery Application to Kuwait's Heavy Oil Fields. Solar Resource Assessment LLC- SPE-175290-MS. Kuwait, 2015.

llega hasta la superficie en forma de irradiación directa y 79% como radiación difusa.

**2.4.2 Definición de Radiación Solar.** Es la energía emitida por el sol en forma de radiación electromagnética<sup>63</sup> que llega a la atmósfera. Se mide en superficie horizontal, mediante el sensor de radiación o piranómetro, que se sitúa orientado al sur y en un lugar libre de sombras. La unidad de medida es vatios por metro cuadrado ( $W/m^2$ ).

La radiación solar medida en cada una de las estaciones meteorológicas es ofrecida en unidades de potencia y está en vatios por metro cuadrado ( $W/m^2$ ). En el caso de los datos 10 minútales, se trata de la potencia media en 10 minutos y en el caso de la radiación diaria representa la potencia media del día.

La radiación que la tierra recibe del sol, antes de ingresar a la atmósfera, es en promedio  $1366 W/m^2$ , esta energía es en parte absorbida, reflejada y dispersada por las nubes, las partículas (o aerosoles) y las moléculas que componen la atmósfera terrestre. De esta manera la atmósfera (a través de su composición), influencia la cantidad de radiación solar que llega a la superficie del planeta en cada punto y en cada momento. Por lo tanto, para conocer la radiación que alcanza la superficie terrestre, es necesario conocer las características de la atmósfera y su composición en cada lugar del espacio y del tiempo.

Los principales procesos involucrados en la atenuación de la radiación son la absorción por vapor de agua y aerosoles, y la dispersión de la radiación por efecto de las nubes. Es importante entonces notar, que mientras mayor sea el camino recorrido por el rayo, mayor será su interacción con la atmósfera y por lo tanto mayor será su atenuación. Es por esto, que cuando el sol está directamente sobre un sitio (cerca de medio día), la radiación alcanza su máximo, y disminuye mientras más cerca del horizonte se encuentre el sol, el mismo efecto ocurre durante el año, alcanzándose el máximo de radiación en verano y el mínimo en invierno<sup>64</sup>.

La radiación que alcanza la superficie es la suma de los rayos que vienen directamente del disco solar, lo que se denomina radiación directa, y de los rayos que han sido dispersados por la atmósfera y que por lo tanto provienen de distintas partes del cielo, lo que se conoce como radiación difusa. A la suma de estas dos componentes se le denomina radiación global.

La radiación directa es aquella que viene directamente del sol, con muy poca atenuación a causa de la atmósfera terrestre u otros obstáculos ambientales. La

---

<sup>63</sup> Julián Pérez Porto y Ana Gardey. Publicado: 2010. Actualizado: 2013.  
Definicion.de: Definición de radiación (<http://definicion.de/radiacion/>)

<sup>64</sup> FCFM, Ministerio de Energía de Chile. Explorador Solar Para Autoconsumo. Chile, 2016. P. 5.

radiación difusa es aquella que viene fragmentada, absorbida y reflejada por la atmósfera y los gases que se encuentran o por las nubes, mientras que la radiación normal directa y difusa como ponen juntas la radiación total o global.

**2.4.2.1 Radiación horizontal, normal y en un plano inclinado.** Se le denomina radiación normal incidente, a la radiación recibida en una superficie perpendicular a los rayos provenientes del sol. Para recibir la radiación normal durante todo el día, es necesario que la superficie receptora se mueva de este a oeste siguiendo la posición del sol. Si la superficie que recibe la radiación está horizontal, es decir, perpendicular al radio de la tierra, se le denomina radiación horizontal.

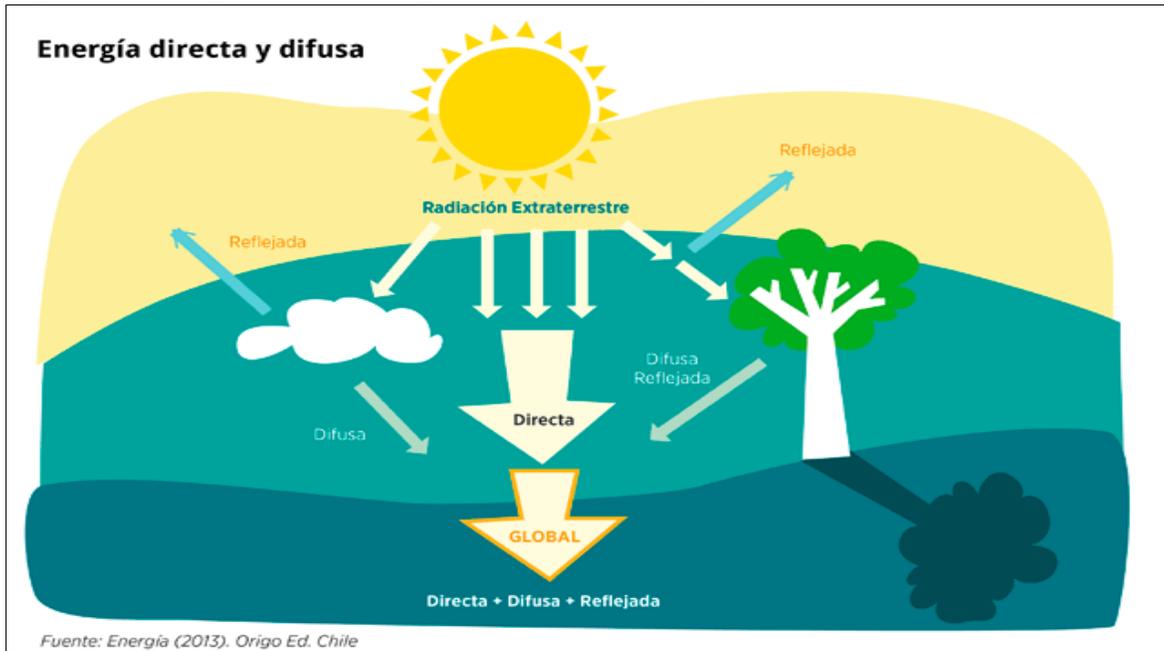
Usualmente, es más sencillo recolectar la energía solar en una superficie que no se mueva a lo largo del día, pero se intenta encontrar un ángulo de inclinación para la superficie receptora tal que se optimice la cantidad de radiación recibida durante el día y/o el año, a esto se le denomina radiación incidente en un plano inclinado.

Para obtener la información de radiación solar se realizan mediciones con diferentes instrumentos.

La Radiación Global Horizontal, conocida como Global Horizontal Insolation GHI, es medida con un piranómetro instalado de forma horizontal directo al plano. La Radiación Normal Difusa, conocida como Difuse Horizontal Insolation DHI, es medida usando un instrumento que tenga un objeto que provea sombra para bloquear la radiación directa. La Radiación Normal Directa es medida usando un Pirheliómetro que pueda seguir el sol a lo largo del día. La **Figura 13** es una representación de cómo llega la energía solar a la tierra.

Si quiere convertir la radiación solar global en unidades de POTENCIA a unidades de ENERGÍA, en caso de utilizarse los datos 10 minutales debe multiplicarse cada uno de los valores de potencia en  $W/m^2$  por 600 seg (segundos en 10 minutos) y el resultado estará en julios por metro cuadrado ( $J/m^2$ ). En caso de utilizarse el valor de la radiación solar global media diaria, debe multiplicarse el valor de potencia en  $W/m^2$  por 86.400seg (segundos de un día) y el resultado estará en julios por metro cuadrado ( $J/m^2$ ).

**Figura 13.** Diagrama de energía solar cuando llega a la tierra.



**Fuente:** EDUCARCHILE, Uso de La Energía Solar en El Mundo. Disponible en Internet: <http://www.aprendeconenergia.cl/uso-de-la-energia-solar-en-el-mundo/>

**2.4.2.2 Aplicaciones de la energía solar.** Se puede caracterizar el flujo solar en dos formas diferentes: directo y difuso. La porción directa puede ser enfocada o concentrada usando espejos o lentes, mientras que la porción difusa no puede ser concentrada.

Las tecnologías solares se pueden constituir en dos grandes grupos:

- **Energía solar fotovoltaica:** la energía solar fotovoltaica es aquella que concentra la energía solar y la transforma en energía eléctrica basado en el efecto fotoeléctrico de materiales semiconductores, mientras que la solar térmica concentra la energía solar en un punto o línea focal, aprovechando la energía térmica de la radiación solar incidente.
- **Energía solar térmica,** las tecnologías de energía solar térmica, es decir aquellas que utilizan el principio de focalización de la radiación solar a través de colectores o heliostatos en un punto o eje, también pueden clasificarse mediante el índice de concentración, que es la relación entre el área de colectores y el área del receptor:

- **Sin concentración  $C=1$** 
  - a) Colectores no vidriados
  - b) Colectores de placa plana
  - c) Colectores de vacío

- **Con concentración  $C > 1$** 
  - a) Colectores cilindro parabólicos ( $30 < C < 90$ )
  - b) Sistemas de torre central ( $200 < C < 1000$ )
  - c) Discos parabólicos ( $1000 < C < 5000$ )

Para conseguir índices de concentración mayores que 1, son necesarios dispositivos con propiedades ópticas, que permitan aprovechar la energía al ser concentrada en un solo punto a través de colectores y un punto receptor<sup>65</sup>.

El índice de concentración al aumentar, aumentará la capacidad para llegar a temperaturas más altas, el límite estará dado por el ángulo sólido entre el sol y la tierra.

La energía solar concentrada (CSP) se ha planteado como una de las alternativas energéticas del futuro, debido a la disponibilidad del recurso solar y desarrollos tecnológicos que la han constituido como una forma rentable de generar energía a través del vapor, siendo ésta su principal aplicación. La generación de vapor ha incursionado en la industria de los hidrocarburos con gran éxito en partes como California y Omán, ya que se ha comprendido que el sol como fuente de energía puede sustituir combustibles en algunos de los procesos como el recobro mejorado térmico, ahorrando costos y generando seguridad energética para los proyectos<sup>66</sup>.

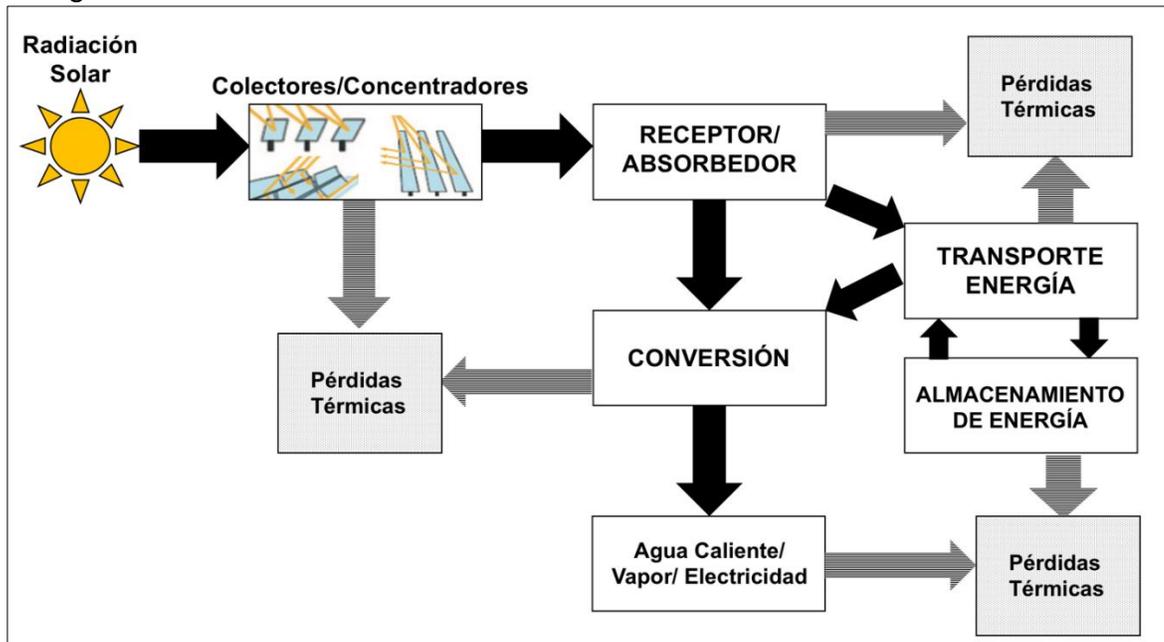
La **Figura 14** representa un esquema de un sistema de energía solar térmica, todos los sistemas de este tipo cuentan con colectores o concentradores que interceptan la radiación solar y la enfocan en un receptor o absorbedor que a su vez se encarga de recibir y aprovechar esa energía. Luego, la energía puede ser transferida y convertida directamente en agua caliente, vapor o electricidad; también puede ser transportada para ser almacenada y usar en diferentes procesos (calefacción o refrigeración, por ejemplo). En todas las partes del sistema hay pérdidas térmicas al medio ambiente.

---

<sup>65</sup> TADAHMUN, Ahmed. Experimental and Theoretical Study of a Parabolic Trpugh Solar Collector. Tikrit, 2012.

<sup>66</sup> SEDIGAS. Guía Sobre Aplicaciones de La Energía Solar Térmica. España, 2013.

**Figura 14.** Esquema de representación de los componentes de un sistema de energía solar térmica.



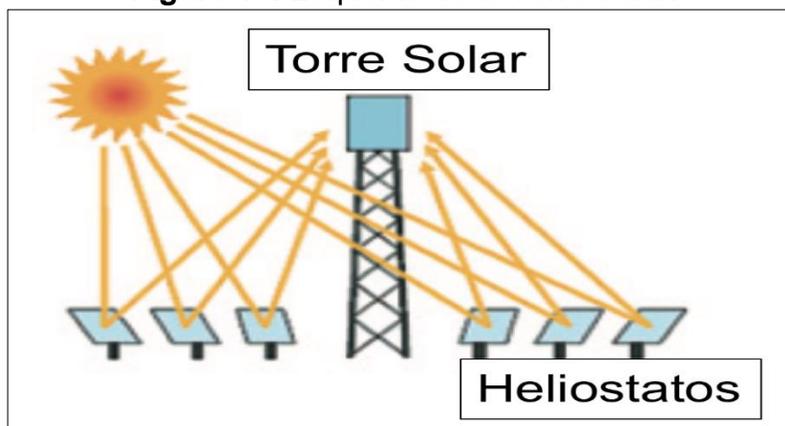
### 2.4.3 Torre Solar.

**Figura 15.** Planta solar térmica PS20 en España.



Fuente: ABENGOASOLAR. Disponible en internet en: [www.abengoasolar.com](http://www.abengoasolar.com)

**Figura 16.** Esquema de la Torre Solar.



**Fuente:** Craig S. Turchi and Garvin A. Heath. Molten Salt Power Tower Cost Model for the System Advisor Model (SAM). National Renewable Energy Laboratory. Febrero 2013. Modificada por los autores.

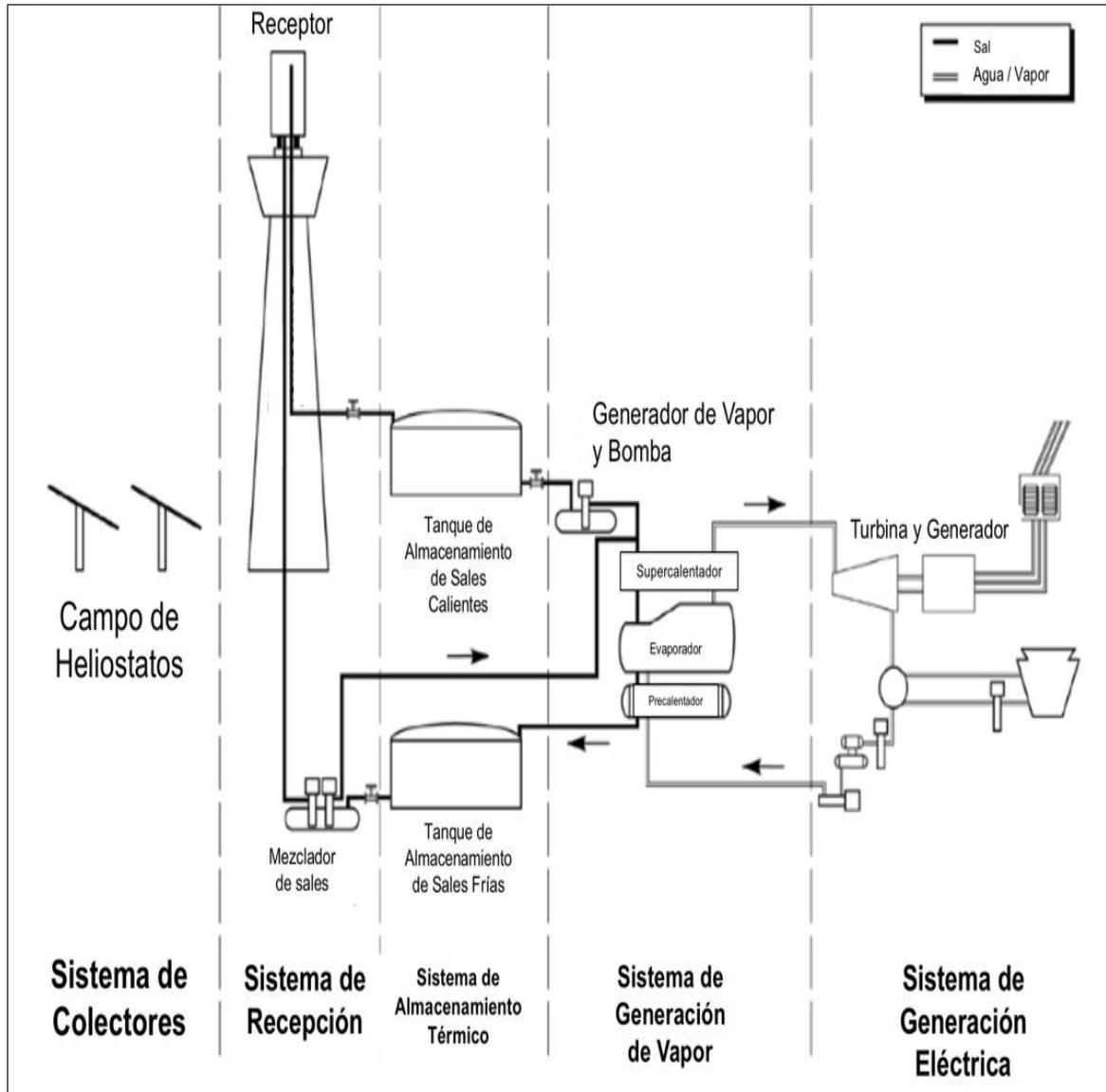
En la **Figura 15** y la **Figura 16** se visualiza la Torre Solar, que pertenece a los sistemas de concentración de alta temperatura, es decir que alcanza temperaturas superiores a los 400°F y está formado por una configuración a lo largo de un área considerable de espejos planos o levemente convexos, llamados heliostatos que constan de un sistema de seguimiento solar, útil para cumplir con la función de interceptar y direccionar la energía solar a un solo punto, que es un receptor centrado y localizado en el tope de una torre, generalmente es un intercambiador de calor<sup>67</sup>.

La energía es absorbida por un elemento colector y transferida al agua o a un fluido de trabajo a alta temperatura, como lo son las sales fundidas o el sodio líquido, que es bombeado a través del elemento colector y almacenado por varias horas a temperaturas que varían entre 500-600 °C, esto si se cuenta con un sistema de almacenamiento de calor, de lo contrario será generación directa de vapor. Su rango de potencias unitarias oscila de 10 a 200 MW. A continuación se observa uno de los proyectos de torre solar central icónicos en el desarrollo de dicha tecnología que es el proyecto PS20 (**Figura 17**).

---

<sup>67</sup> VANT-HULL, L.L., Central Tower Concentrated Solar Power (CSP) Systems. Woodhead Publishing Limited, Houston, 2012. (s.f.).

**Figura 17.** Esquema del funcionamiento de un Sistema de Torre Solar.



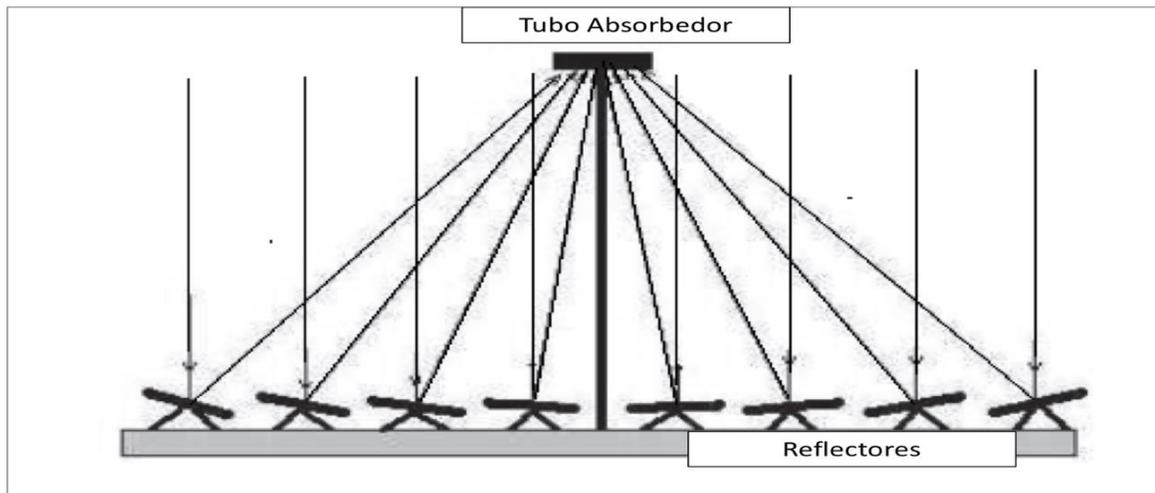
**Fuente:** Molten Salt Power Tower Cost Model for the System Advisor Model (SAM), Craig S. Turchi and Garvin A. Heath. National Renewable Energy Laboratory. Febrero 2013. Modificada por los autores.

El principio fundamental de la Torre Solar es aprovechar la energía térmica para generar calor e impulsar un sistema de generación eléctrica. Los sistemas de Torres Solar pueden llegar a altas temperaturas por su factor de concentración. Estos sistemas pueden ser usados para generación directa de vapor o pueden usar un aceite o sales como fluido de trabajo. La ventaja de usar la Torre Solar para generación directa de vapor es que elimina la necesidad de un intercambiador de calor y el uso de aceites y sales como fluido de trabajo.

Los sistemas de Torre Solar fueron desarrollados en un principio para generación de electricidad, sin embargo, son también utilizados en la industria del petróleo para generación directa de vapor para inyección cíclica o continua en los procesos de recobro mejorado térmico.

**2.4.4 Reflectores Fresnel.** Los reflectores de Fresnel son catalogados como sistemas de media temperatura que calientan entre los 100 a 400°F, que funcionan bajo el mismo principio de dirigir la radiación solar a un punto común, llamado eje focal. Está compuesto por una estructura mecánica que permite seguir la trayectoria del sol a lo largo del día, permitiendo que se refleje la luz solar de forma continua en el receptor. Para ello son necesarios los reflectores, que son espejos largos y delgados que permitirán la concentración solar en un solo punto<sup>68</sup>.

**Figura 18.** Diagrama de incidencia solar y reflectancia en un sistema lineal Fresnel.



**Fuente:** KALOGIROU, S., Solar Energy Engineering; Amsterdam; 2014; ELSEVIER. Modificada por los autores.

La tecnología de reflectores tipo Fresnel, ha adquirido un desarrollo importante a tal punto que se han realizado proyectos importantes a nivel mundial como el de la planta solar térmica en Jaisalmer, en Rajasthan.

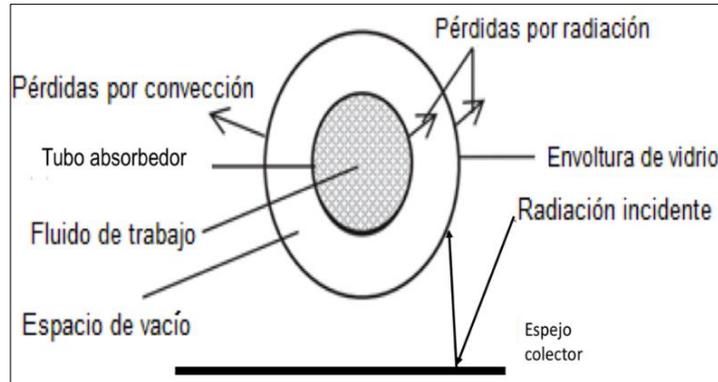
Cuentan con una estructura más simple debido a que no posee tantas partes móviles como los reflectores cilindro parabólicos, traducido en ahorros económicos y energéticos<sup>69</sup>. La energía solar llega directamente a espejos ubicados en el

<sup>68</sup> MOKHEIMER, E., Dabwan, Y., Habib, M., Optimal Integration of Solar Energy With Fossil Fuel Gas Turbine Cogeneration Plants Using Three Different CSP Technologies in Saudi Arabia. Arabia Saudita, 2015. P. 5.

<sup>69</sup> FABRIZI, Fabrizio, Renewable Energy Training Program Module 7 / Concentrated Solar Power (CSP). Ed. ENEA, Washington, 2012. (s.f.).

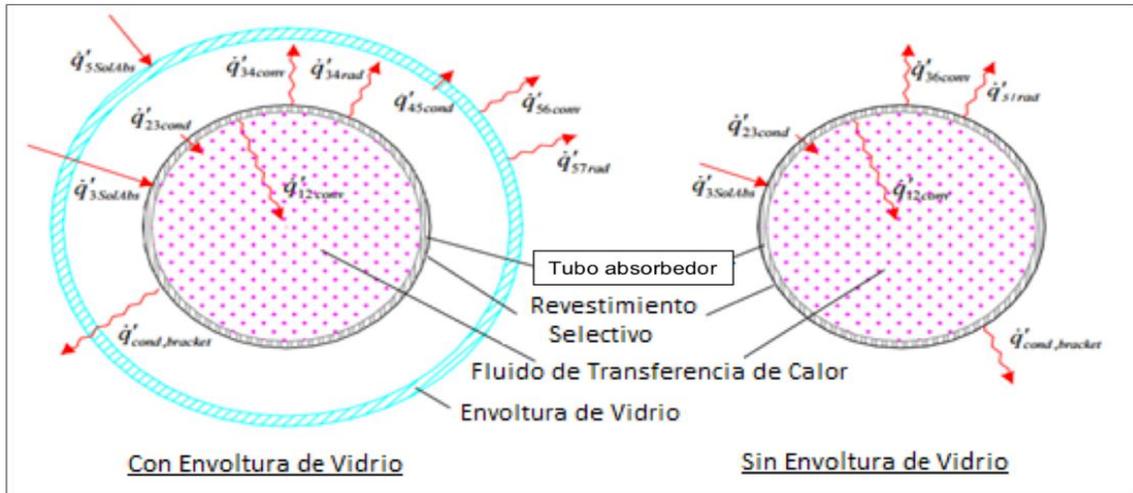
suelo que reflejan toda la irradiación en un elemento colector de calor con las mismas características del que tiene el cilindro parabólico, como se muestra en la **Figura 18**.

**Figura 19.** Configuración del sistema colector de calor de los cilindros parabólicos.



**Fuente:** Alhassan Salami Tijania, Ashraf M.S. Bin Roslanb. Simulation analysis of thermal losses of parabolic trough solar collector in Malaysia using computational fluid dynamics. Modificada por los autores.

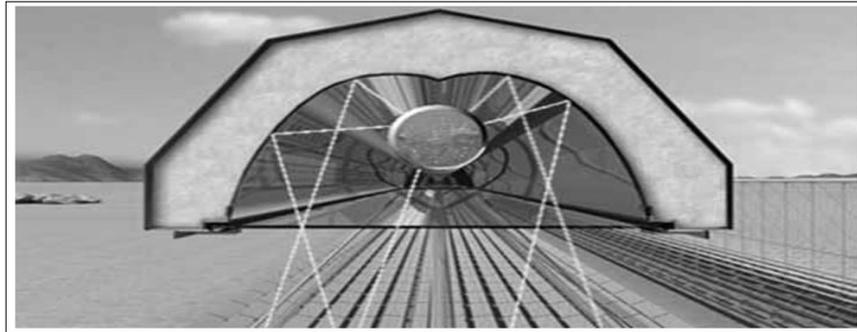
**Figura 20.** Balance de energía unidimensional.



**Fuente:** Alhassan Salami Tijania, Ashraf M.S. Bin Roslanb. Simulation analysis of thermal losses of parabolic trough solar collector in Malaysia using computational fluid dynamics. Modificada por los autores.

En la **Figura 20** se observa que entre el tubo absorbedor y la envoltura de vidrio existe un vacío que cumple con la función de reducir pérdidas y proteger la integridad del revestimiento del tubo.

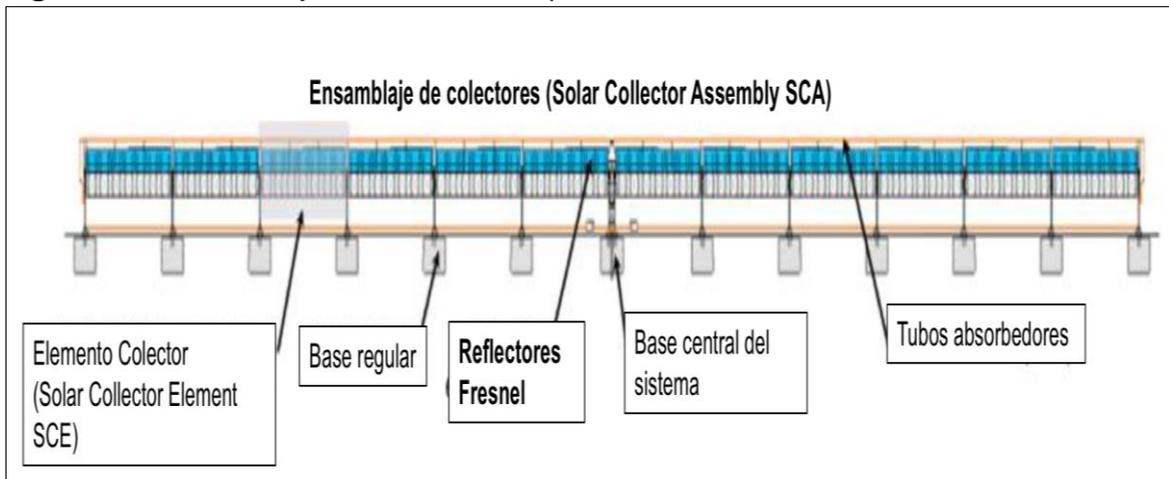
**Figura 21.** Concentrador secundario tipo Trombe-Meinel.



**Fuente:** K. LOVEGROVE, IT and J. PYE. Fundamental principles of concentrating solar power (CSP) systems 31, Australia.

Algunos sistemas de la tecnología de Reflectores Fresnel, implementan un concentrador secundario como se observa en la **Figura 21**. Existen algunas configuraciones geométricas que pueden ser usadas para alcanzar mayores concentraciones, por ejemplo, también existe el espejo cónico de Mouchot. Este concentrador secundario tipo Trombe-Meinel puede alcanzar una concentración más alta de hasta el 90% del límite termodinámico alcanzado.

**Figura 22.** Ensamblaje de colectores tipo Reflectores Fresnel.

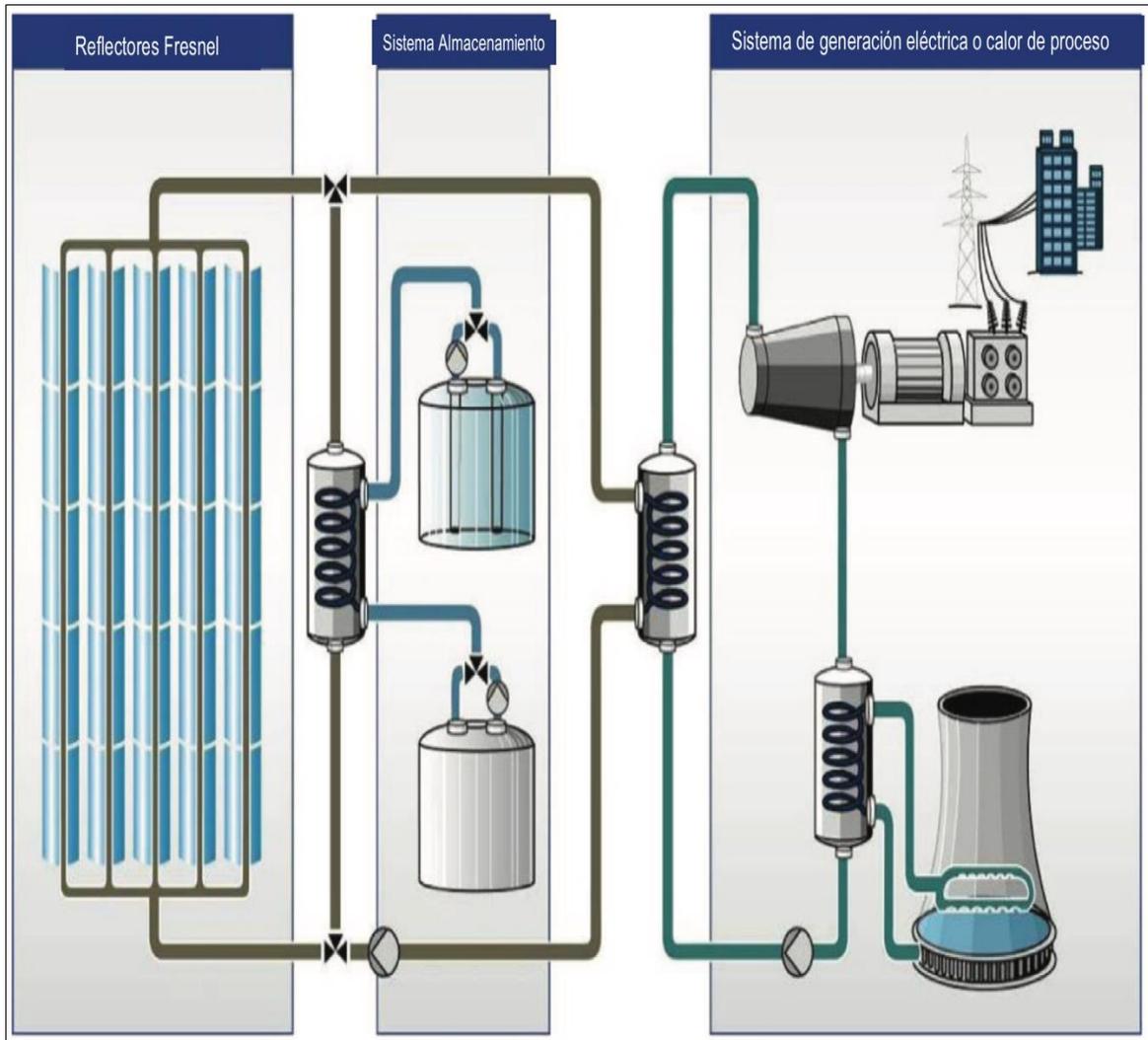


**Fuente:** HAINING HANSEN GREENTECH CO., LTD. Modificada por los autores.

El sistema rastrea el sol de Este a Oeste y refleja y concentra la radiación solar en los absorbedores. En la **Figura 22** se especifican las diferentes partes de un ensamblaje de los colectores tipo Reflectores Fresnel. Cada elemento colector se monta en serie con los demás elementos colectores, conformando un ensamblaje de colectores de Reflectores Fresnel<sup>70</sup>.

<sup>70</sup> BOUADDI, S., Ihlal, A., Fernandez, A. Soiled CSP Solar Reflectors Modeling Using Dynamic Linear Models. ELSEVIER. Sapin, 2015. P. 4.

**Figura 23.** Esquema de un sistema con Reflectores Fresnel.



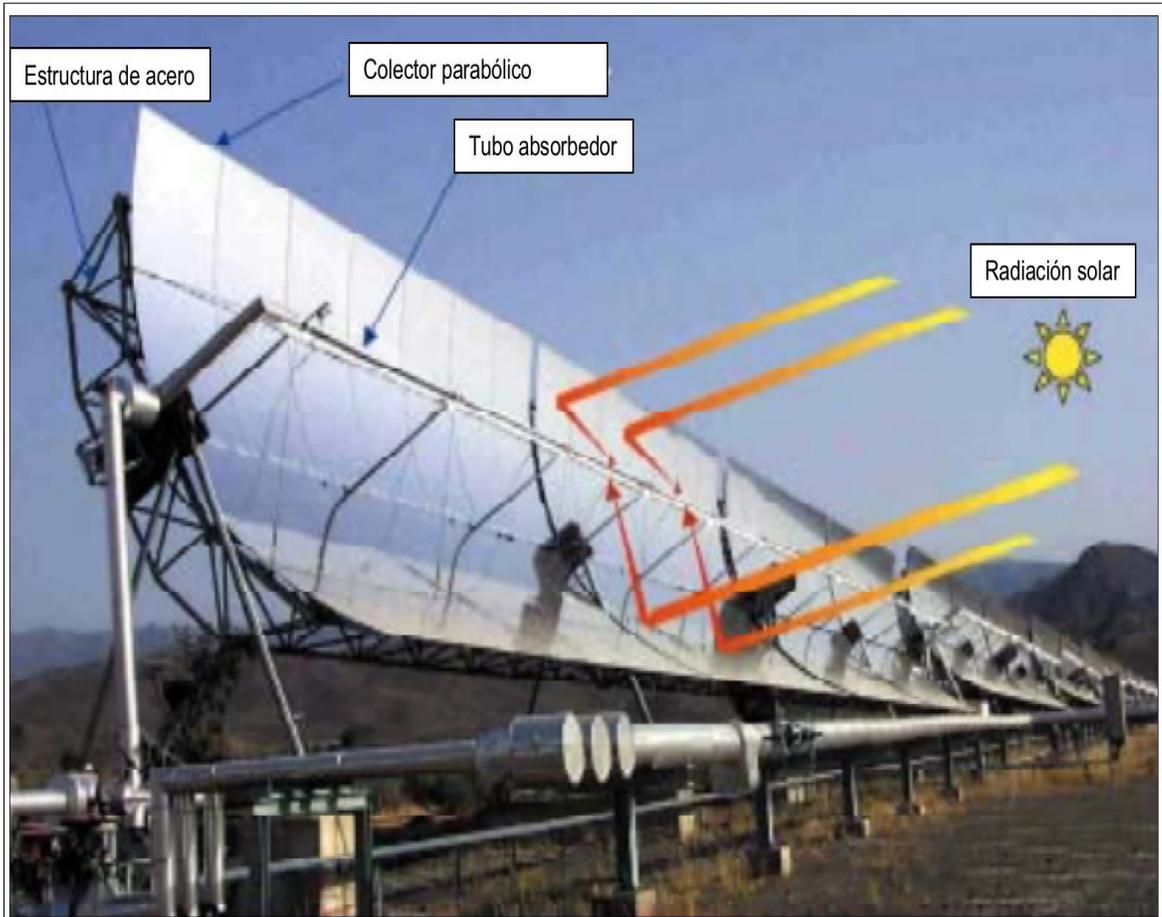
**Fuente:** MENA Assessment of the Local Manufacturing Potential for Concentrated Solar Power Projects, Capítulo 1. Modificada por los autores.

En la **Figura 23** se observan los componentes elementales de un sistema con Reflectores Fresnel. El sistema comprende de un campo solar con Reflectores Fresnel y un aceite como fluido de trabajo, adicionalmente el sistema de generación de energía eléctrica o calor de proceso para calefacción o refrigeración y opcionalmente u sistema de almacenamiento térmico<sup>71</sup>.

<sup>71</sup> TURCHI, S., Garvin, H., Molten Salt Power Tower Cost for the System Advisor Model (SAM). EEUU, 2013. P. 4.

## 2.4.5 Cilindros Parabólicos.

**Figura 24.** Configuración general del sistema solar de cilindros parabólicos.



**Fuente:** Heat Transfer Analysis and Modeling of a Parabolic Trough Solar Receiver Implemented in Engineering Equation Solver. Modificada por los autores.

Los cilindros parabólicos son espejos en forma de parábola que concentran la energía solar en un tubo elemento colector de calor (punto focal o de concentración), que se ubica a lo largo de la línea focal de los espejos parabólicos, su rango de potencia oscila entre 5 kW y 25 kW<sup>72</sup>.

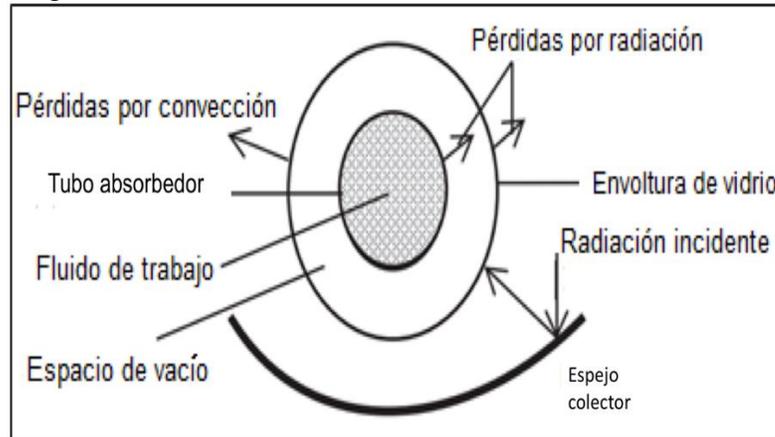
Los sistemas de generación de vapor con cilindros parabólicos pueden utilizar un fluido de transferencia de calor (usualmente agua o aceite) que es bombeado a través del tubo absorbedor y se calienta a temperaturas entre los 100 y 400 °C para posteriormente en un intercambiador de calor, aumentar la temperatura del

---

<sup>72</sup> ROMERA, Juan. Parathrough: Librería en Modelica Para El Modelado Y La Simulación de Plantas Termosolares de Colectores Cilindro-Parabólicos. Tesis para obtener el título de Máster en Ingeniería de Sistemas y Control, Universidad Complutense de Madrid, 2014.

agua para la generación de vapor, o pueden generar vapor de forma directa (DSG) mediante el paso de agua a través del tubo absorbedor como líquido a la entrada y como vapor a su salida. Estos espejos tienen factores de concentración entre 10 y 100 y usualmente tienen un sistema de rastreo de la irradiación solar para seguir la trayectoria del sol a lo largo del día y así obtener la mayor eficiencia posible. A continuación, en la **Figura 24** se muestra un esquema general del sistema de cilindros parabólicos y la incidencia de la radiación en ellos.

**Figura 25.** Configuración del sistema colector de calor de los cilindros parabólicos.

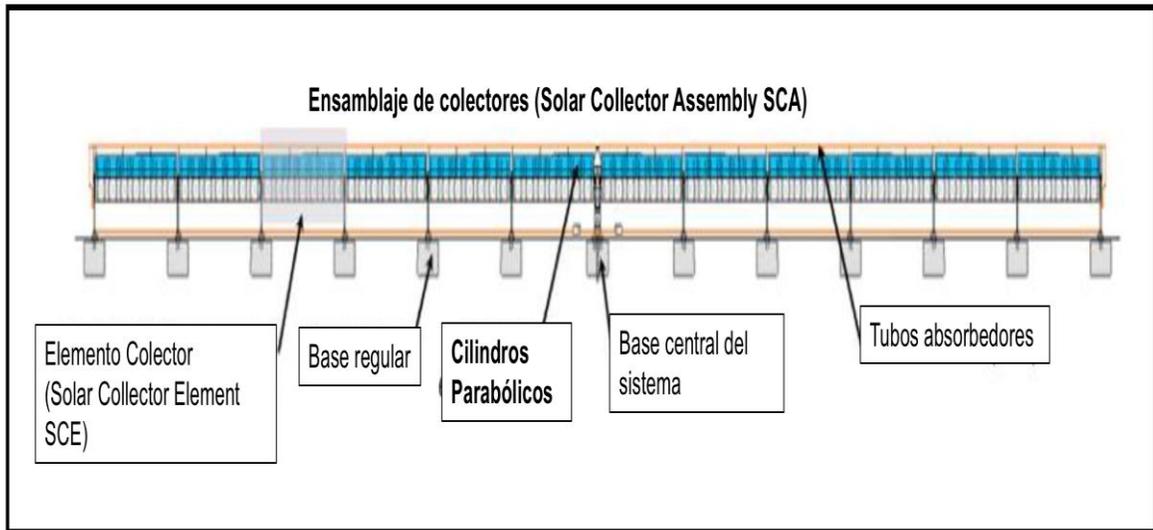


**Fuente:** Simulation analysis of thermal losses of parabolic trough solar collector in Malaysia using computational fluid dynamics Alhassan Salami Tijania, Ashraf M.S. Bin Roslanb. Modificada por los autores.

La **Figura 25** muestra un esquema general del sistema de cilindros parabólicos y la incidencia de la radiación en ellos. Representa el tubo absorbedor o elemento colector de calor, que consiste en un tubo de acero inoxidable que está envuelto en vidrio y cubierto de un revestimiento antirreflejo que le permite tener la capacidad de alta transferencia de calor que lo caracteriza, este revestimiento también permite disminuir las pérdidas de energía térmica por radiación y por reflexión en la incidencia de la luz solar en el tubo.

Al igual que en la **Figura 20**, el balance de energía unidimensional del absorbedor es el mismo tanto para los Cilindros Parabólicos como para los Reflectores Fresnel.

**Figura 26.** Ensamblaje de colectores tipo Cilindros Parabólicos.



**Fuente:** HAINING HANSEN GREENTECH CO., LTD. Modificada por los autores.

El sistema rastrea el sol de Este a Oeste y refleja y concentra la radiación solar en los absorbedores. En la **Figura 26** se especifican las diferentes partes de un ensamblaje de los colectores tipo Cilindros Parabólicos. Cada elemento colector se monta en serie con los demás elementos colectores, conformando un ensamblaje de colectores de Cilindros Parabólicos<sup>73</sup>.

En la **Figura 27** se observan los componentes elementales de un sistema con Cilindros Parabólicos. El sistema comprende de un campo solar con Cilindros Parabólicos y un aceite como fluido de trabajo, adicionalmente el sistema de generación de energía eléctrica o calor de proceso para calefacción o refrigeración y opcionalmente u sistema de almacenamiento térmico<sup>74</sup>.

Los Cilindros Parabólicos son los más implementados comercialmente y representan el 94% del mercado de las tecnologías de energía solar térmica, esta tecnología fue pionera en el recobro mejorado térmico con energía solar<sup>75</sup>.

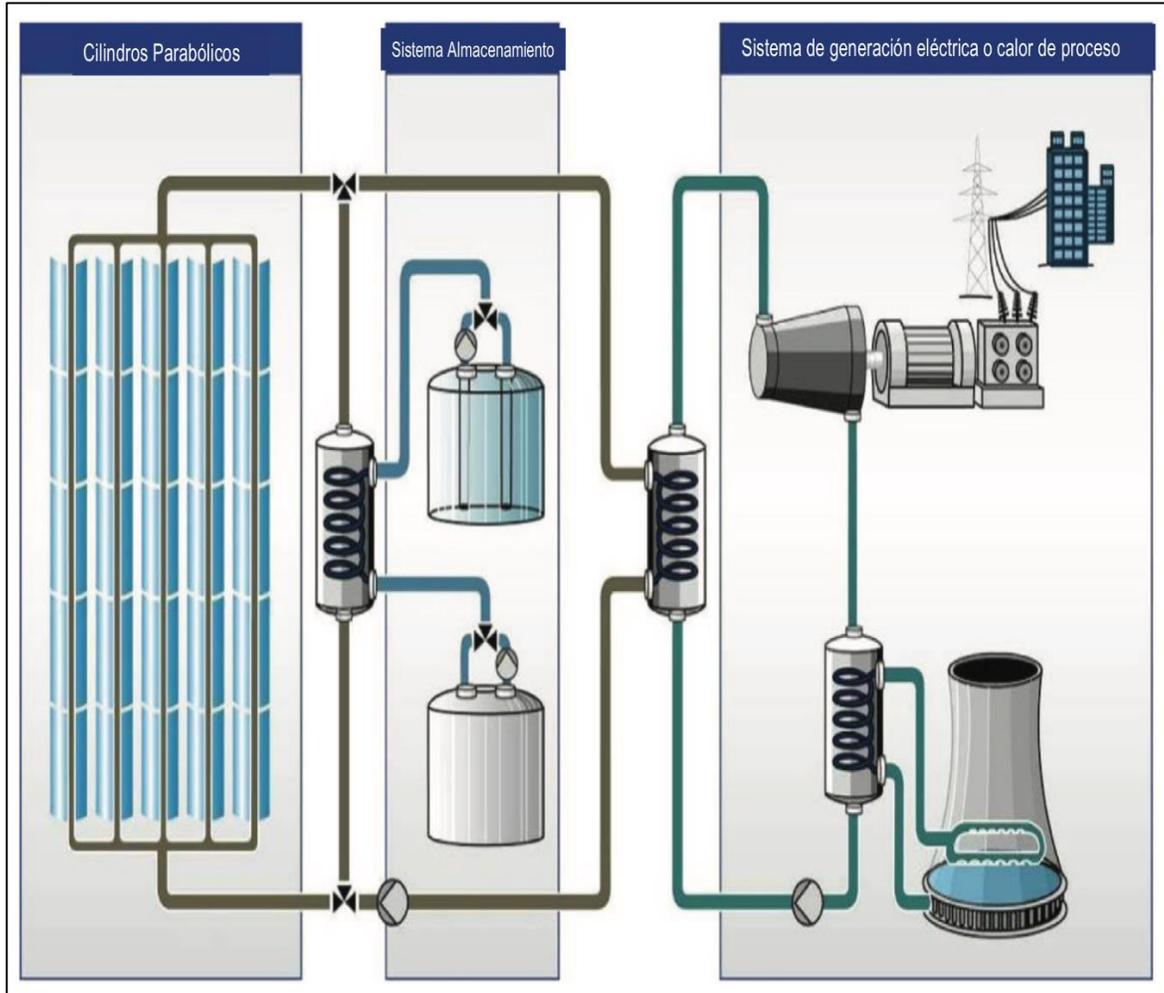
---

<sup>73</sup> WAGNER, Michael. Technical Manual for the SAM physical Trough Model. Ed. NREL, Golden, 2011. (s.f.). P. 5.

<sup>74</sup> TURCHI, S., Garvin, H., Molten Salt Power Tower Cost for the System Advisor Model (SAM). EEUU, 2013. P. 4.

<sup>75</sup> MENA, Assessment of the Local Manufacturing Potential for Concentrated Solar Power Projects, 2014. P. 4.

**Figura 27.** Esquema de un sistema con Cilindros Parabólicos.



**Fuente:** MENA Assessment of the Local Manufacturing Potential for Concentrated Solar Power Projects, Capítulo 1. Modificada por los autores.

**2.4.6 Rangos de aplicación y criterios de las diferentes tecnologías de energía solar térmica.** Las tablas a continuación muestran un rango de aplicaciones para las diferentes tecnologías de energía solar térmica. Se observan las características principales de cada una, permitiendo identificar cuáles son sus principales ventajas y desventajas.

El propósito de las tablas a continuación es resumir los diferentes criterios de las diferentes tecnologías para que puedan ser comparadas de manera cualitativa.

**Tabla 14.** Resumen de criterios de la Torre Solar.

TORRE SOLAR	
<p><b><u>Descripción:</u></b>                      Es un sistema conformado por espejos llamados heliostatos, que constan de un sistema de seguimiento solar, útil para cumplir con la función de interceptar y direccionar la radiación solar a un solo punto, que es un receptor centrado y localizado en el tope de una torre. Generalmente es un intercambiador de calor.</p> <p><b><u>Elementos:</u></b>                      Helióstatos (Espejos planos levemente convexos).                      Elemento intercambiador de calor (punto focal).                      Fluido de trabajo (transferencia de calor).                      Sistema de seguimiento solar (Tracking).                      Cimentación y estructura de soporte.</p>	
GUÍA DE CRITERIOS	
Fluido de trabajo	Sales fundidas (almacenamiento de calor) Agua (usado para generación directa)
Tipo de reflector	Heliostatos
Eficiencia	80-90%
Rango de temperaturas (°C)	>400
Rango de presiones (psia)	500 a 1400
Índice de concentración	200 a 1000
Proyectos realizados	California (Chevron) y Sevilla (Avengoa)
<p><b><u>Ventajas:</u></b>                      Es un sistema que cuenta con una alta eficiencia (80-90%).                      Permite con mayor facilidad la implementación de sistemas de almacenamiento de calor.                      Tiene una vida útil de hasta 40 años, lo que permite su aplicación en varias áreas de la industria (generación de vapor, electricidad, etc)</p> <p><b><u>Desventajas:</u></b>                      Representa altos costos de instalación, mayores a una central térmica convencional.                      Su desarrollo ha significado costos extras en imprevistos por ser una tecnología en desarrollo.                      Su sistema mecánico es más complejo que otros sistemas.                      Los requerimientos de área son mayores a los de las demás tecnologías.</p>	

**Tabla 15.** Resumen de criterios de los Reflectores Fresnel.

REFLECTORES TIPO FRESNEL	
<p><b><u>Descripción:</u></b>                      Está constituido por reflectores lineales que poseen un sistema de seguimiento solar que enfocan la luz solar en un absorbedor elevado a lo largo del día, donde se transfiere el calor a un fluido de trabajo, útil para uso industrial.</p> <p><b><u>Elementos:</u></b>                      Reflectores lineales.                      Tubo absorbedor (punto focal).                      Fluido de trabajo: (transferencia de calor).                      Sistema de seguimiento solar (Tracking).                      Cimentación y estructura de soporte.</p>	
GUÍA DE CRITERIOS	
Fluido de trabajo	Aceite (usado en un intercambiador de calor) Agua (usado para generación directa)
Tipo de reflector	Espejos rectos
Eficiencia	X
Rango de temperaturas (°C)	100 a 300
Rango de presiones (psia)	100 a 400
Índice de concentración	20 a 70
Proyectos realizados	Kazajstán (2010), ASADES (2009), Hongfei Zheng,(2014), Guangdong Zhu,(2014)
<p><b><u>Ventajas:</u></b>                      Cuentan con una estructura más simple debido a que no posee tantas partes móviles como los reflectores parabólicos y la torre solar.                      Son sistemas económicos en su implementación y operación.                      Debido a su simple funcionamiento, representa ahorros energéticos en su operación.                      Es fácilmente adaptable a las condiciones ambientales, pues es una tecnología flexible.</p> <p><b><u>Desventajas:</u></b>                      Tienen una menor eficiencia que los demás sistemas térmicos solares, en la generación de vapor.                      No justifica la implementación de sistemas de almacenamiento de calor debido a las bajas temperaturas que alcanzan                      La imperfección en los bordes de las superficies, pueden causar una inapropiada focalización en el absorbedor. (Muhammad, 2012)                      Su capacidad de almacenamiento y posterior ampliación, se ven afectadas por los costos elevados de los recipientes a presión para grandes capacidades de almacenamiento y volúmenes de vapor. (Richter, 2009)                      Al tratar con altas presiones, el elemento colector de calor tiene que ser más grueso, por ende, pierde eficiencia.</p>	

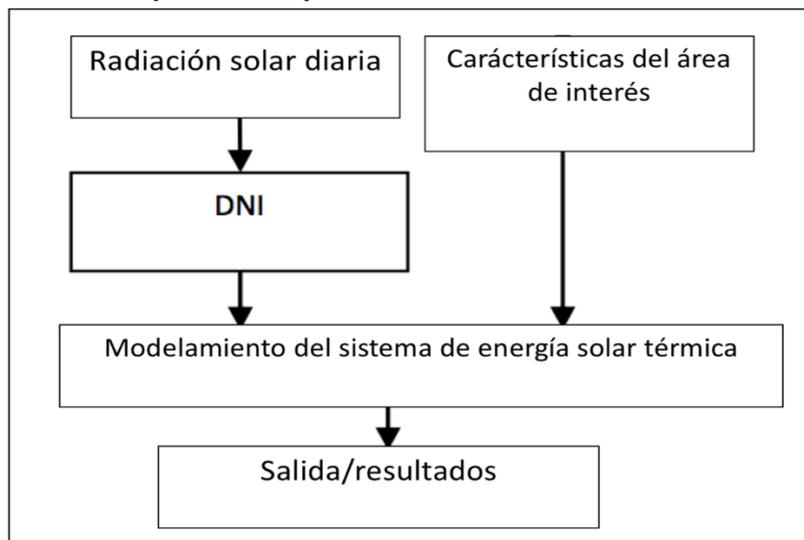
**Tabla 16.** Resumen de criterios de los Cilindros Parabólicos.

CILINDROS PARABÓLICOS	
<p><b><u>Descripción:</u></b>                      Los cilindros parabólicos son espejos en forma de parábola que concentran la radiación solar en un punto focal o de concentración, un tubo llamado elemento colector de calor. El sistema consta de un sistema mecánico de seguimiento solar para poder captar la luz solar durante el día.</p> <p><b><u>Elementos:</u></b>                      Espejos parabólicos.                      Tubo absorbedor (punto focal).                      Fluido de trabajo: (transferencia de calor).                      Sistema de seguimiento solar (Tracking).                      Cimentación y estructura de soporte.</p>	
GUÍA DE CRITERIOS	
Fluido de trabajo	Aceite (usado en un intercambiador de calor) Agua (usado para generación directa)
Tipo de reflector	Espejos parabólicos
Eficiencia	X
Rango de temperaturas (°C)	100 a 450
Rango de presiones (psia)	500 a 1400
Índice de concentración	30 a 90
Proyectos realizados	Omán (GLassPoint Solar), Mojave, Ibersol (2009), Andasol 2, Solnova, Extresol, Entre otras.
<p><b><u>Ventajas:</u></b>                      Permite la aplicación de sistemas de almacenamiento de calor, por alcanzar altas temperaturas (450°C)                      Es el tipo de tecnología más ampliamente utilizada, lo que permite tener disposición mayor de información.                      Tiene mayor eficiencia que los reflectores lineales Fresnel.</p> <p><b><u>Desventajas:</u></b>                      Al tratar con altas presiones, el elemento colector de calor tiene que ser más grueso, por ende, pierde eficiencia.                      Es una tecnología que requiere mayor cuidado con respecto a factores como el viento y el polvo.                      Representan una inversión alta en su instalación, no tanto como la torre solar pero mayor a los reflectores lineales Fresnel.</p>	

### 3. EVALUACIÓN Y SELECCIÓN DE LAS VARIABLES DE INTERÉS

En este capítulo se seleccionarán las variables de entrada consideradas en el modelo matemático y asimismo la mejor o mejores tecnologías mediante una matriz de análisis cualitativo.

**Figura 28.** Flujo de trabajo evaluación de las variables de interés.



**Fuente:** Matlab based Model of 40-MW Concentrating Solar Power Plant. Silvano Vergura, Virginio Di Fronzo. Modificada por los autores.

En la **Figura 28** es explicado el flujo de trabajo necesario para el desarrollo del proyecto y donde se tienen en cuenta variables como la radiación solar y parámetros físicos

#### 3.1 RADIACIÓN SOLAR EN EL CAMPO DE ESTUDIO

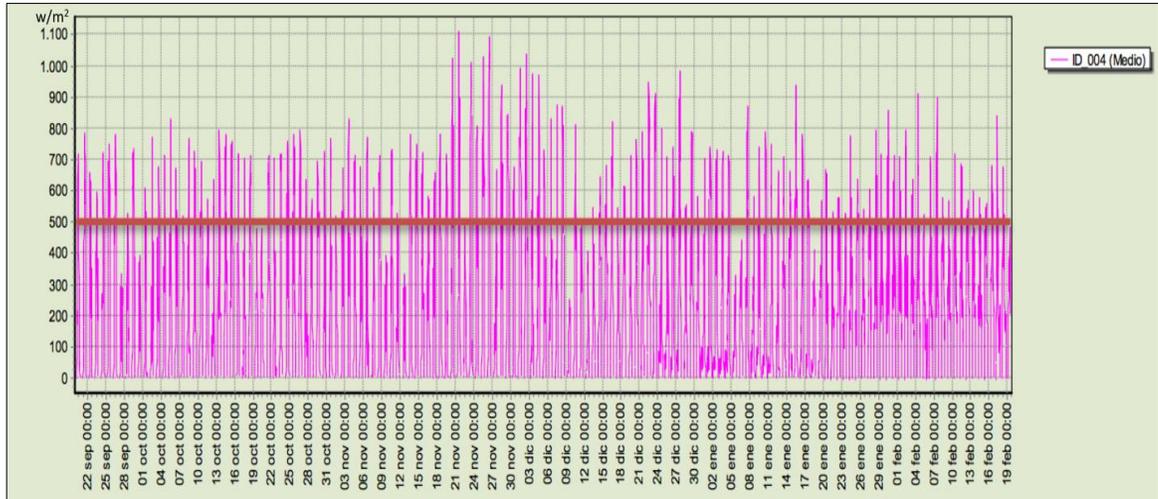
La información de la radiación solar se tomó de un informe final de mediciones de una consultoría realizada por Meridian Consulting Ltda., para el estudio de factibilidad e ingeniería básica para el aprovechamiento del recurso solar y eólico en diferentes campos petroleros en Colombia.

Igualmente, se obtuvo información de la radiación solar de un estudio elaborado por la empresa Haining Hansen Greentec Co, Ltd para la realización del estudio de factibilidad técnica del proyecto en el campo de estudio.

Las consideraciones que se tuvieron para las mediciones fueron que no hubiera sombra sobre los sensores de ninguno de los elementos circundantes como: Árboles, construcciones o accidentes topográficos que estuvieran localizados en las franjas norte y sur de la zona de medición. Entiéndase por franja de medición,

el ancho de la zona que cubre el sol durante el año sin que se produzca sombra de algún elemento lateral.

**Gráfica 4.** Promedio de radiación solar en el campo de estudio para varios días.



**Fuente.** Consultoría de radiación solar realizada por MERIDIAN CONSULTING, Ltda. Modificada por los autores.

La **Gráfica 4**, muestra en púrpura el promedio diario de radiación solar en el campo de estudio para un periodo de seis meses, comprendidos entre septiembre y febrero (tiempo en el que se realizaron las mediciones). La línea roja que atraviesa la gráfica representa el promedio de radiación solar para el campo de estudio. Para que una radiación solar tenga niveles aceptables y pueda estudiarse la viabilidad de un proyecto de energía solar, la radiación solar debe estar por encima de  $450 \text{ W/m}^2$ . Como se observa en la **Gráfica 4**, la radiación solar promedio para el campo de estudio sobrepasa todos los meses los  $500 \text{ W/m}^2$ , lo que constituye un factor importante y un alto potencial para el desarrollo e implementación de una tecnología solar térmica en esa locación.

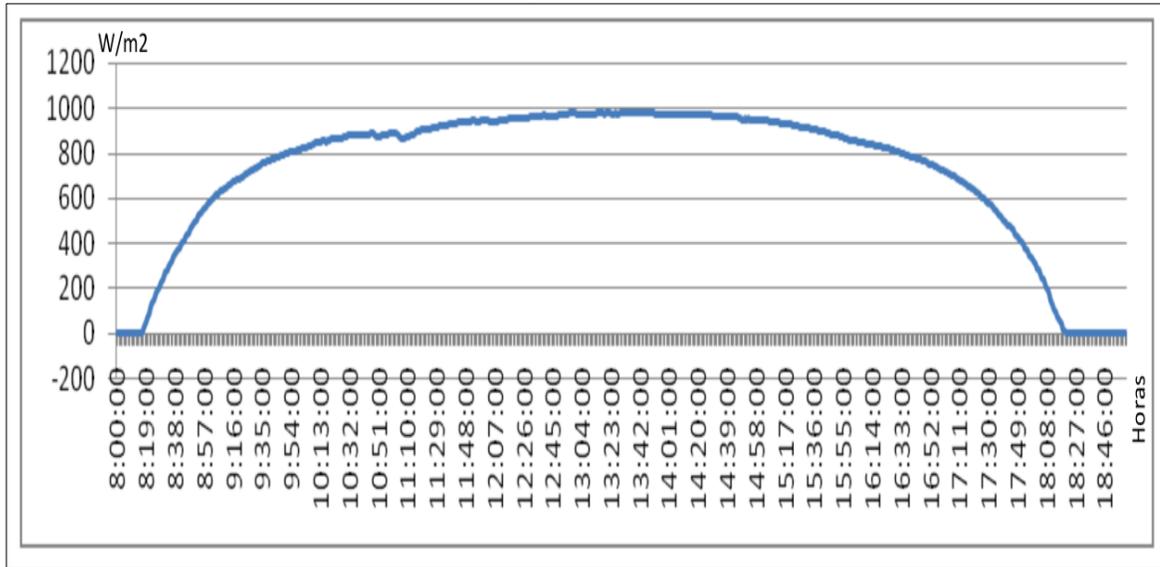
La **Tabla 17** muestra el comportamiento promedio de la radiación normal directa en tres diferentes momentos del año: en marzo, en junio y en diciembre. Se comprueba que la radiación solar tiene aproximadamente 7 horas donde la energía solar tiene su mayor irradiación (entre las 8 a.m. y las 3 p.m.). También se puede evidenciar que las horas totales de sol (las horas en las que va a funcionar el sistema) son de aproximadamente 10 horas (de las 8 a.m. hasta las 5 p.m.).

**Tabla 17.** Valores de radiación normal directa DNI para tres diferentes tiempos en el año.

21 de Marzo				
Hora	DNI (W/m2)	BUEN DNI	DNI PROMEDIO	MAL DNI
		1200	791	550
6	am	0.0	0.0	0
7	am	426.5	281.1	195.4660076
8	am	713.1	470.1	326.8496477
9	am	711.3	468.9	326.0347175
10	am	709.8	467.9	325.3149882
11	am	708.7	467.2	324.8296936
12	am	708.4	466.9	324.6762871
13	pm	708.8	467.2	324.8860774
14	pm	710.0	468.0	325.4163061
15	pm	711.6	469.1	326.1609564
16	pm	713.4	470.3	326.9771758
17	pm	365.3	240.8	167.4168253
18	pm	0.0	0.0	0
19	pm	0.0	0.0	0
20	pm	0.0	0.0	0
22 de Junio				
Hora	DNI (W/m2)	BUEN DNI	DNI PROMEDIO	MAL DNI
		1200	791	550
6	am	0.0	0.0	0
7	am	414.4	273.2	189.9419851
8	am	660.8	435.5	302.8463574
9	am	666.5	439.4	305.4978296
10	am	670.8	442.1	307.4316712
11	am	673.3	443.8	308.6077065
12	am	674.2	444.4	309.0118349
13	pm	673.4	443.9	308.6411516
14	pm	670.9	442.2	307.4982824
15	pm	666.8	439.5	305.5965909
16	pm	661.0	435.7	302.9747347
17	pm	429.6	283.2	196.8866075
18	pm	0.0	0.0	0
19	pm	0.0	0.0	0
20	pm	0.0	0.0	0
23 de Diciembre				
Hora	DNI (W/m2)	BUEN DNI	DNI PROMEDIO	MAL DNI
		1200	791	550
6	am	0.0	0.0	0
7	am	385.2	253.9	176.5573789
8	am	626.0	412.6	286.9073161
9	am	618.4	407.6	283.4390277
10	am	612.6	403.8	280.7735477
11	am	609.2	401.5	279.1965636
12	am	608.5	401.1	278.8860249
13	pm	610.6	402.5	279.877746
14	pm	615.4	405.7	282.0582403
15	pm	622.2	410.2	285.1871499
16	pm	542.8	357.8	248.7811034
17	pm	201.6	132.9	0
18	pm	0.0	0.0	0
19	pm	0.0	0.0	0
20	pm	0.0	0.0	0

**Fuente.** HAINING HANSEN GREENTEC CO, LTD. Modificada por los autores.

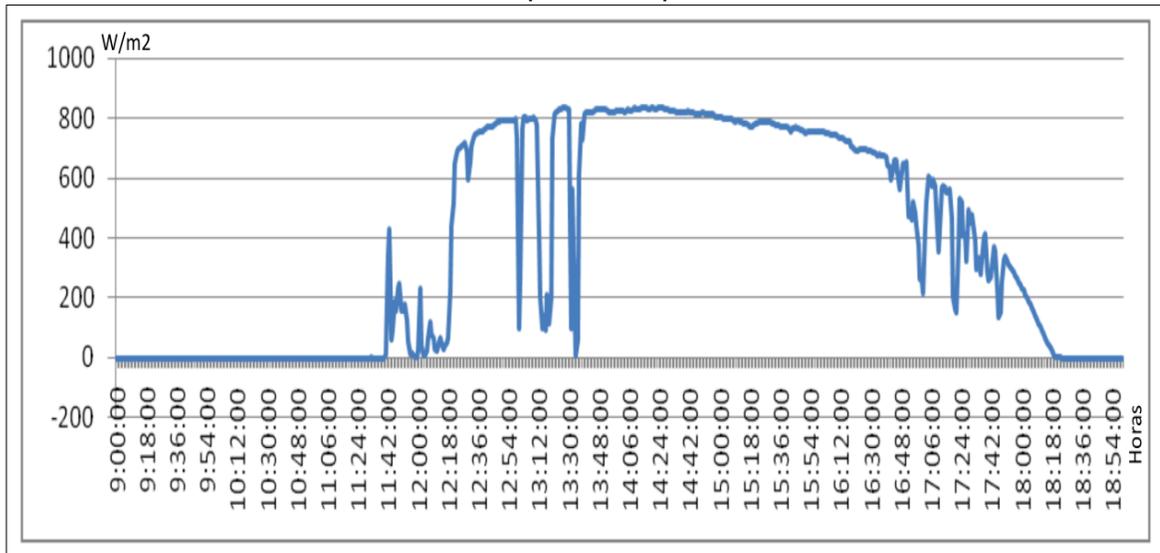
**Gráfica 5.** Gráfica de radiación solar para un típico día bueno.



**Fuente:** HAINING HANSEN GREENTEC CO, LTD. Modificada por los autores.

La **Gráfica 5** muestra que un típico día bueno tiene 10 horas de radiación solar aprovechable y que los picos energéticos (se refiere a valores de DNI altos que llegan hasta los  $1000 \text{ W/m}^2$ ) se tienen desde las 11 a.m. hasta las 3 p.m., lo que equivale aproximadamente a 5 horas aprovechables.

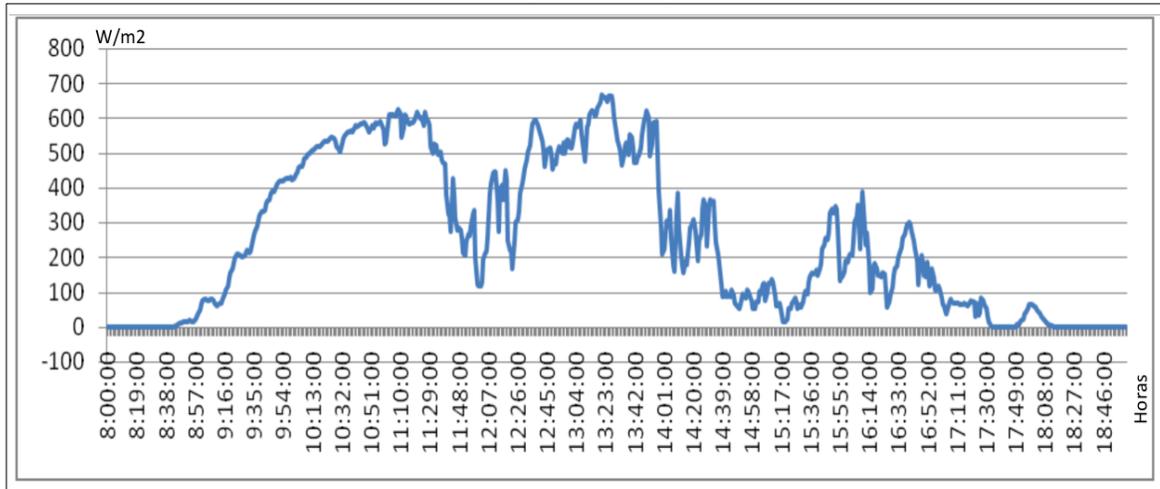
**Gráfica 6.** Gráfica de radiación solar para un típico día nublado.



**Fuente:** HAINING HANSEN GREENTEC CO, LTD. Modificada por los autores.

La **Gráfica 6**, muestra que un típico día nublado tiene aproximadamente 6 horas de radiación solar interrumpida y que los picos energéticos se tienen desde las 12 p.m. hasta las 3 p.m., lo que equivale aproximadamente a 3 horas aprovechables.

**Gráfica 7.** Gráfica de radiación solar para un típico día malo.



**Fuente:** HAINING HANSEN GREENTEC CO, LTD. Modificada por los autores.

La **Gráfica 7** muestra que un típico día malo tiene aproximadamente 10 horas de radiación solar. Sin embargo, tiene una intermitencia indeseable con muy pocos picos energéticos.

En el campo de estudio se evidencian precipitaciones de carácter puntual y en algunos casos con intensidad de moderada a fuerte, en ese caso la radiación será como en la **Gráfica 7**. Los meses con más días malos en promedio son: octubre, noviembre y diciembre. Aunque esto puede cambiar radicalmente dependiendo de los fenómenos del Niño y de la Niña, además de otros factores ambientales, por lo tanto no se tendrá en cuenta para el estudio técnico del proyecto.

**Tabla 18.** Información general de la radiación solar en el campo de estudio.

<b>Promedio de Horas de Sol</b>	<b>10 horas</b>
<b>Promedio de Brillo Solar</b>	<b>5 a 6 horas</b>
<b>Radiación Solar Directa, Buen DNI</b>	<b>550-1100 W/m<sup>2</sup></b>
<b>Radiación Normal Directa, Promedio DNI</b>	<b>791 W/m<sup>2</sup></b>
<b>Radiación Normal Directa, Mal DNI</b>	<b>176-550 W/m<sup>2</sup></b>

En la **Tabla 18**, se resume toda la información obtenida de la radiación solar en el campo de estudio. Esta información será de utilidad para evaluar la factibilidad técnica de las tecnologías solares.

### 3.2 ESPACIO DISPONIBLE VS ESPACIO REQUERIDO

La información de radiación solar del campo de estudio según la información de las gráficas y tablas anteriores demuestra ser muy buena para proyectos de energía solar, por lo que el siguiente ítem de estudio tiene que ser el espacio

disponible dentro del campo para determinar si realmente existe un lugar propicio para la ubicación de la tecnología solar.

El campo de estudio se encuentra en un área donde hay humedales, drenajes dobles y sencillos, jagüeyes, lagos y otros cuerpos de agua además de comunidades y otros lugares que están reservados para futuros desarrollos del proyecto. Los aspectos anteriormente mencionados deben ser considerados, pues involucran espacios sensibles ambiental y socialmente por estar ubicados en áreas de exclusión y de alta restricción.

Las tecnologías de energía solar térmica pueden operar eficientemente si se encuentran ubicadas donde no reciban sombra de ningún tipo, incluyendo el factor meteorológico de las nubes, pues si los sistemas se ven afectados por estos factores, la radiación solar aprovechada por las tecnologías será menor, por lo tanto, afectaría directamente la generación de vapor a las condiciones esperadas.

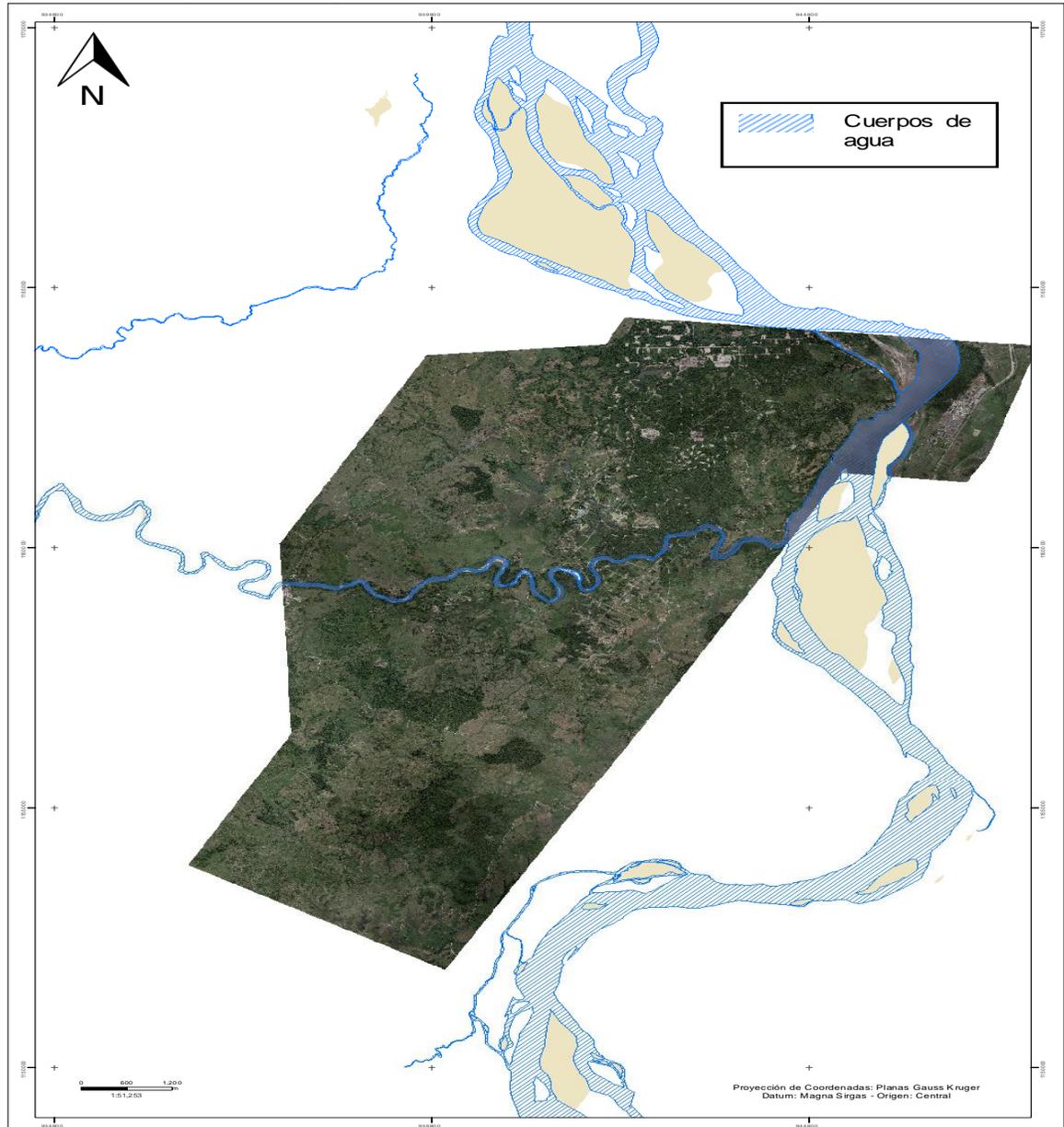
Además de esas consideraciones, el espacio ideal para los proyectos de este tipo debe tratarse en un terreno plano y extenso que puede llegar a varias hectáreas.

**3.2.1 Estudio del espacio disponible.** Para estudiar el espacio del campo de estudio y sus características, se hace uso de un Software de Información Geográfica (SIG). El SIG es una herramienta destinada para suministrar, almacenar, mostrar, analizar y administrar todo tipo de información relevante a la información geográfica y espacial. En la industria de los hidrocarburos es un software ampliamente utilizado por las compañías, pues les permite mapear toda el área del proyecto e integrarlo con el área del yacimiento para saber exactamente en superficie donde se ubican las zonas prospectivas, por ejemplo.

También facilita realizar cálculos precisos para determinar áreas o distancias relativas al desarrollo de los proyectos de exploración, producción y transporte. Es útil para indicar los espacios disponibles y determinar toda la ubicación de la ingeniería conceptual.

El SIG permite producir mapas con diferentes características e información relevante para analizar la ubicación de las facilidades en los proyectos. Permite, además, realizar Buffers para analizar la proximidad a varios objetos, evaluar áreas de influencia, examinar la superficie y la topografía, realizar mediciones y obtener coordenadas exactas de los puntos que se deseen.

**Figura 29.** Mapa del Campo de estudio.

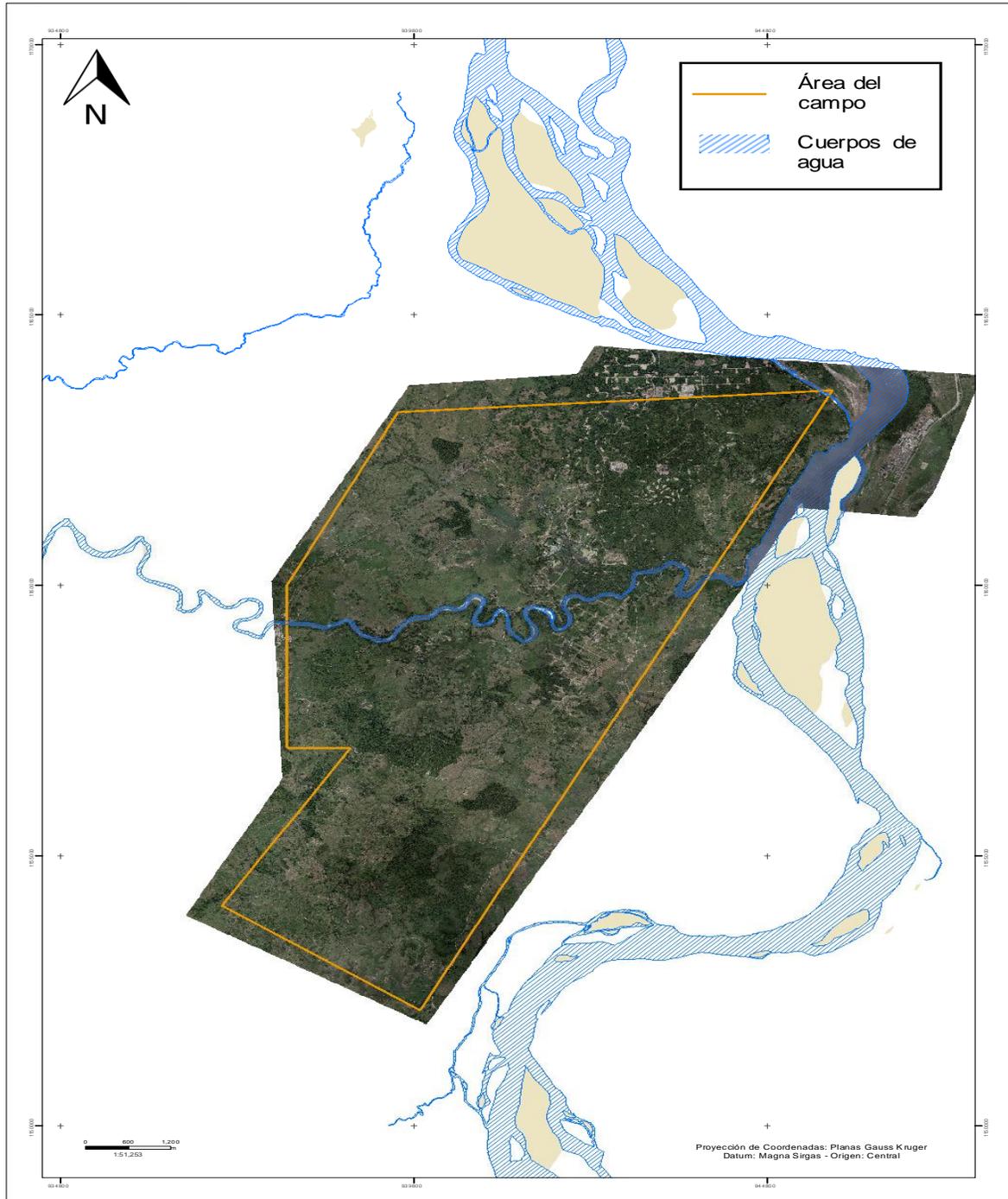


**Fuente.** SISTEMA DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA. OCCIDENTAL ANDINA, LLC. Modificada por los autores.

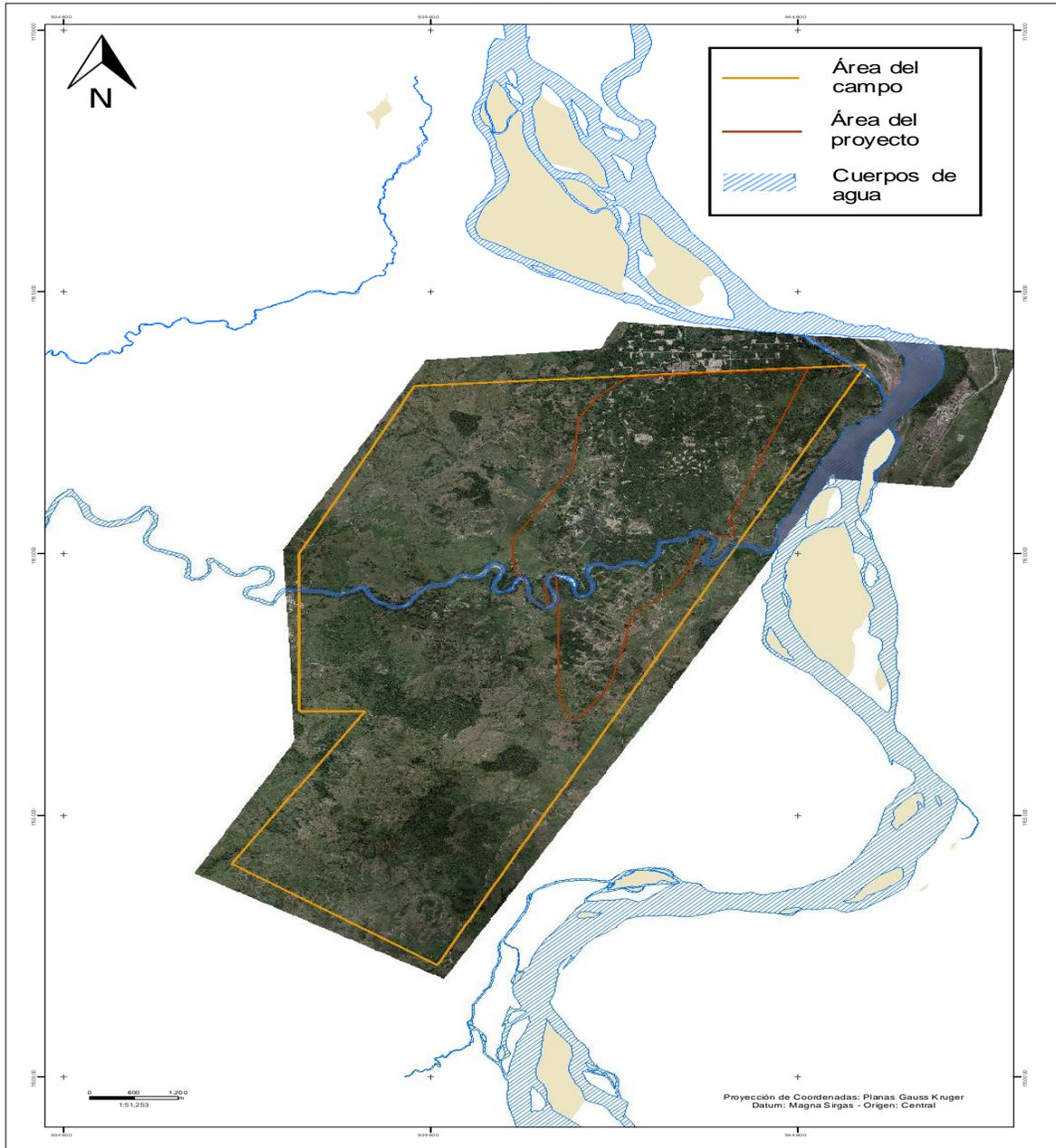
La **Figura 29** muestra el mapa del campo de estudio con los cuerpos de agua que lo rodean. A la derecha se encuentra el río Magdalena y se encuentra atravesado por el río Cocorná. El río Cocorná tendrá que ser tratado con cuidado en la selección del área de interés, pues no debe ser afectado.

Para efectos del proyecto, se utilizan diferentes herramientas que ofrece el SIG para determinar el área ideal para la instalación del campo solar.

Figura 30. Mapa del área del campo.

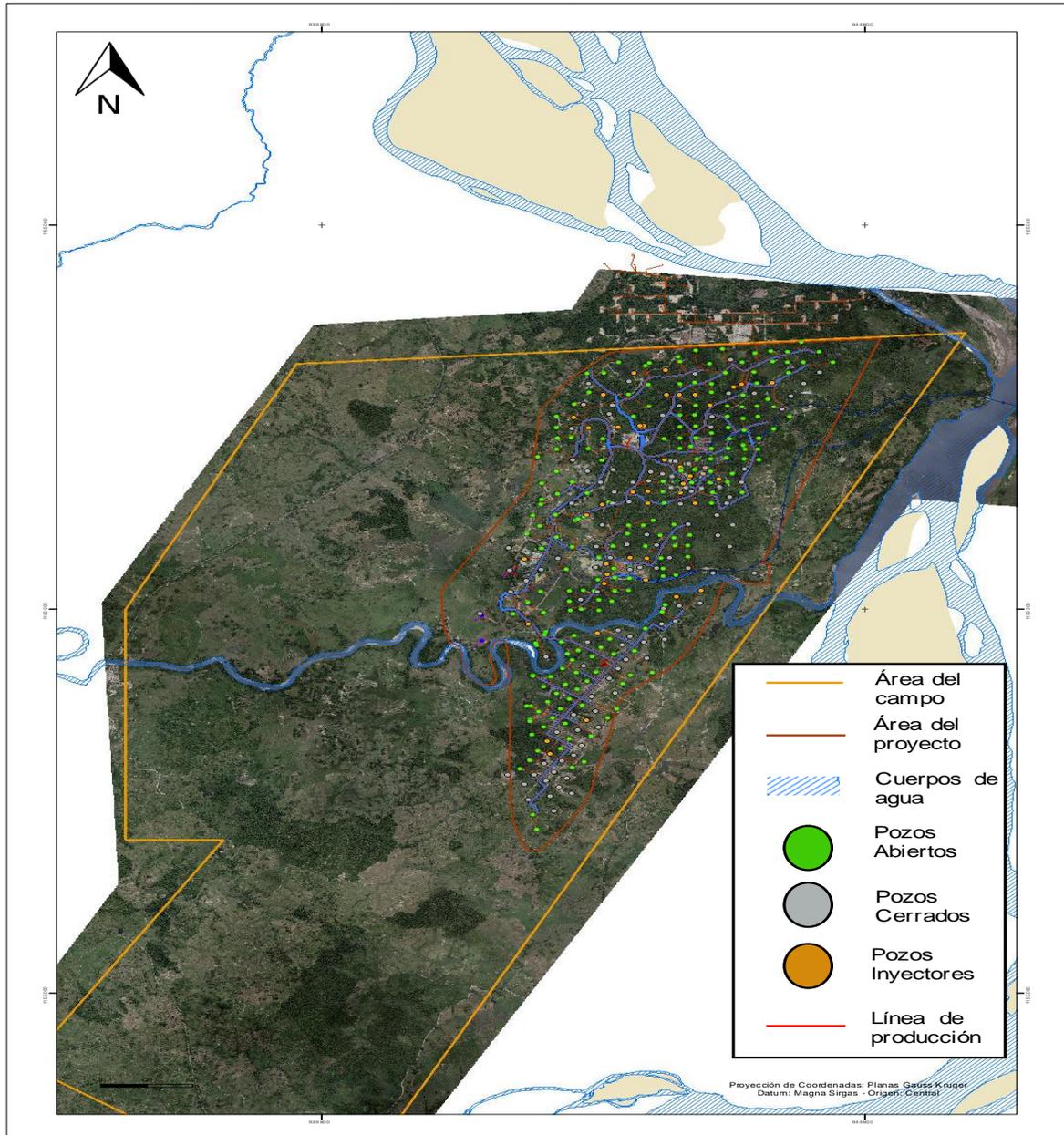


**Figura 31.** Mapa de área del campo y del proyecto.



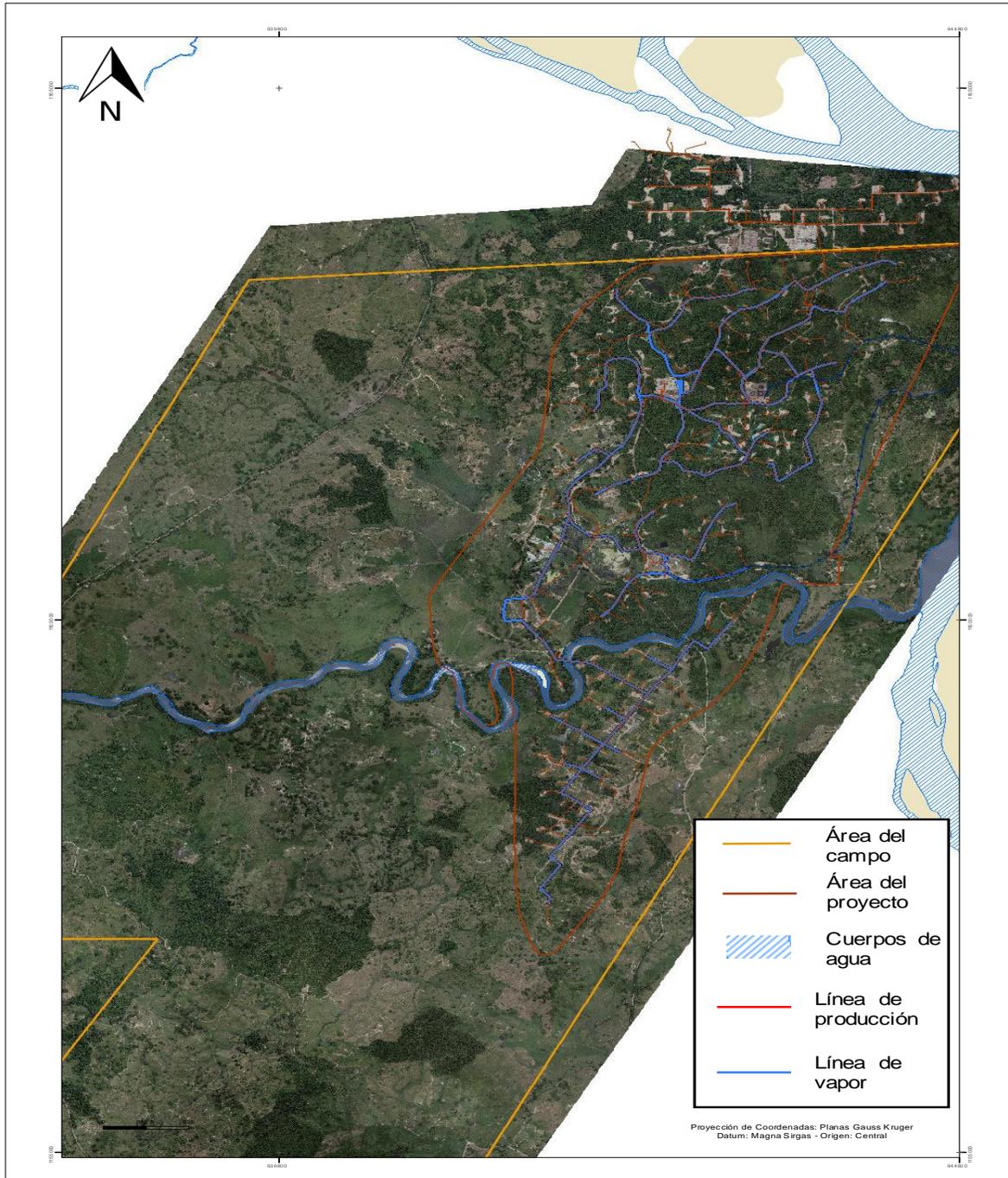
La **Figura 31** muestra el área del campo y el área del proyecto. Todos los pozos productores, inyectoros, las líneas de producción, las líneas de distribución de vapor y las facilidades de producción se encuentran dentro de las líneas rojas que delimitan el área del proyecto. Por lo tanto, el área de interés debe encontrarse dentro o muy cerca del área del proyecto. Si se escoge un área muy alejada del área del proyecto, los costos del proyecto de energía solar van a incrementar pues se tendría que invertir en más tubería para conectarse al sistema de distribución de vapor que se encuentra dentro del área del proyecto.

**Figura 32.** Mapa de líneas de producción y pozos.



En la **Figura 32**, se puede observar como los pozos (inyectores, productores y cerrados) se encuentran distribuidos a lo largo del área del proyecto. Asimismo, se puede constatar cómo se encuentran conectados por las líneas de producción y por las líneas de vapor que llevan el vapor a los pozos inyectores.

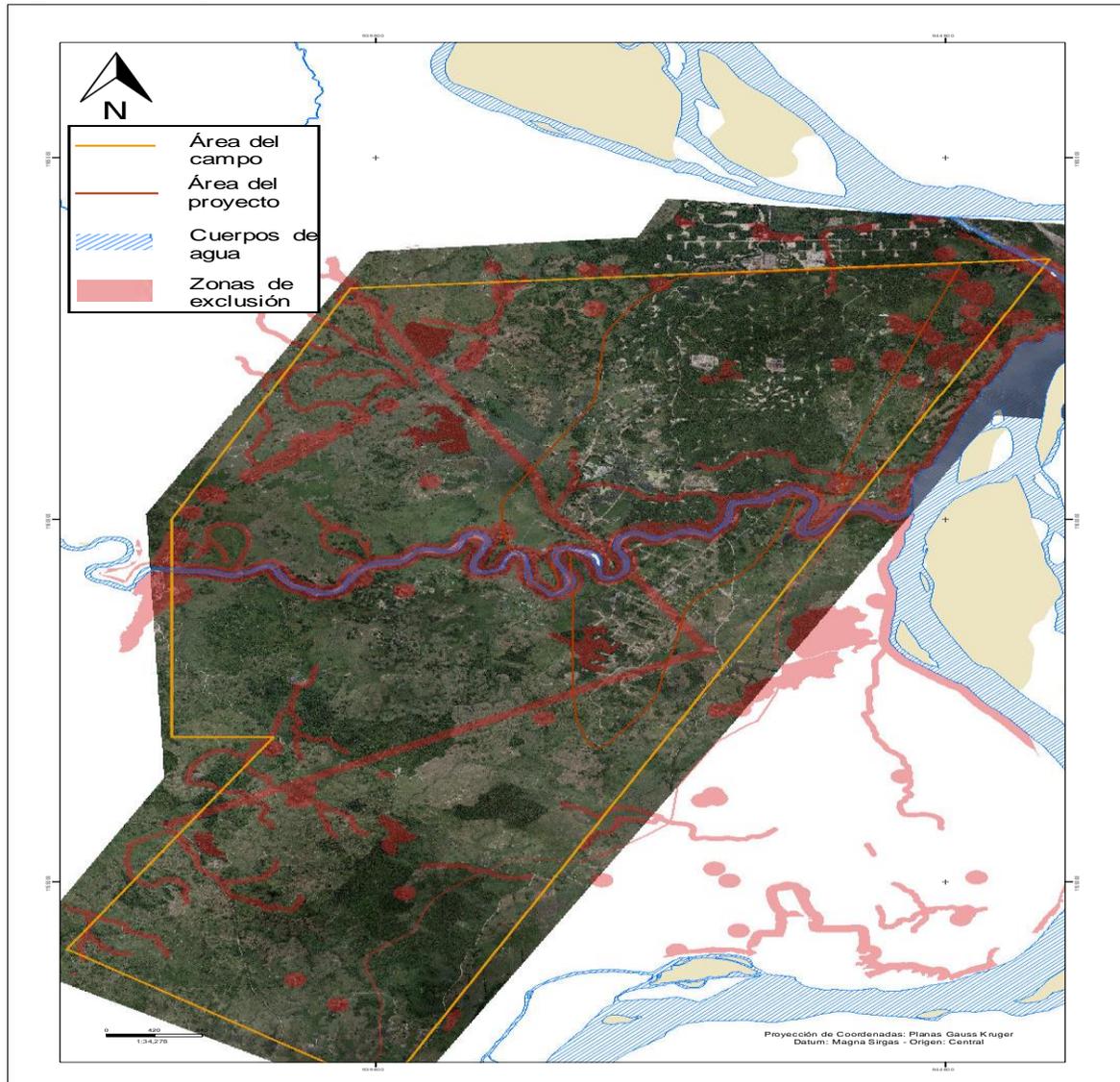
**Figura 33.** Mapa de las líneas de vapor y las líneas de producción.



En **Figura 33** se observan más claramente las líneas de producción y las líneas de vapor. Es crítico tener en cuenta la ubicación de las líneas de vapor para conectar el campo solar al sistema de distribución de vapor. El generador de vapor a gas se encuentra ubicado dentro del área del campo y se encarga de suministrar vapor a todas las líneas de distribución.

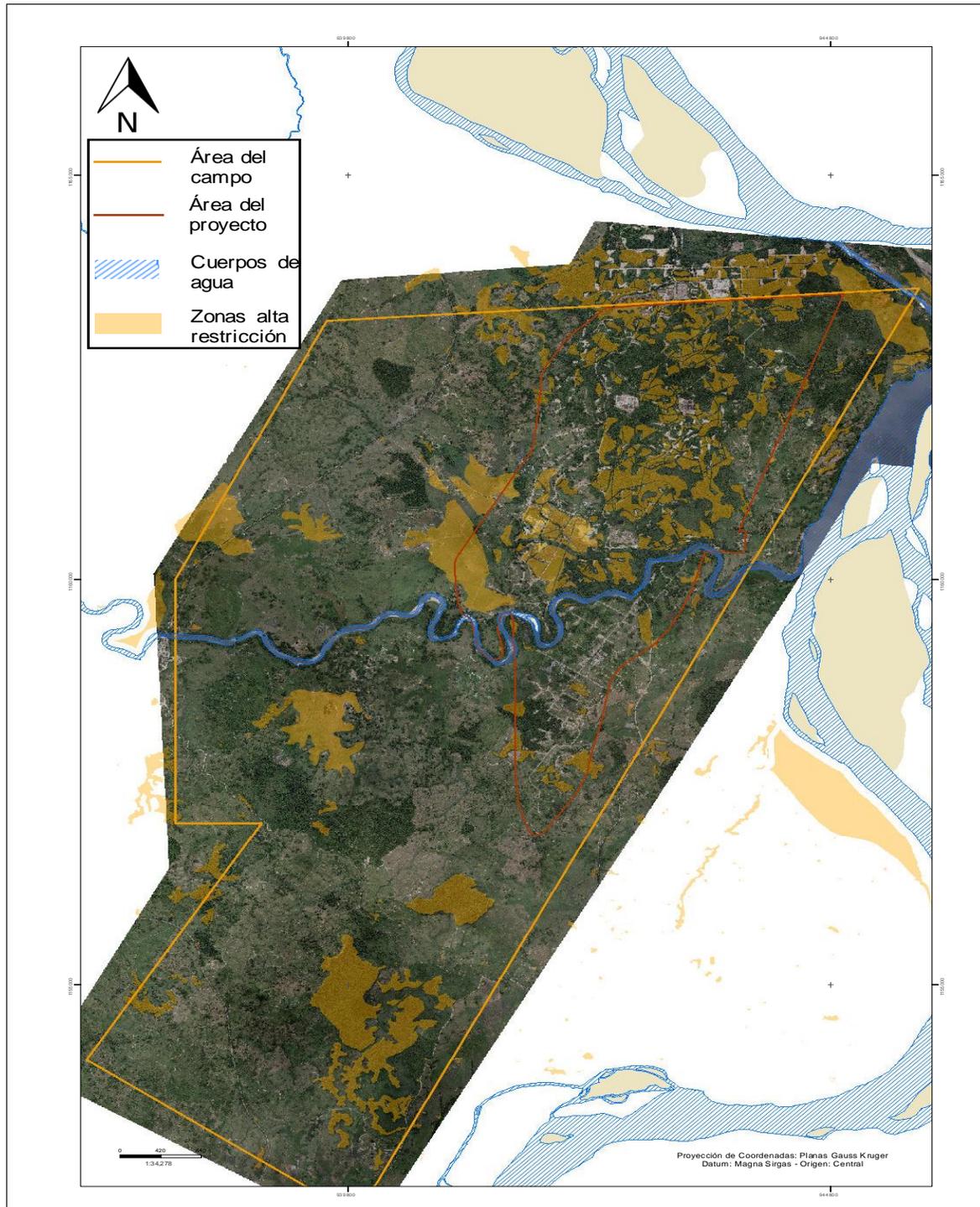
**3.2.2 Estudio de condiciones medioambientales del espacio disponible.** Luego de delimitar el área del campo, el área del proyecto y todos sus elementos. Se procede a estudiar y seleccionar el área de interés para el proyecto teniendo en cuenta las restricciones del campo para la utilización del suelo que están dadas por factores ambientales y sociales. Para seleccionar el área de interés se debe tener clara la zonificación del campo (zonas de exclusión y áreas de restricción) y el relieve y el perfil de la superficie.

**Figura 34.** Mapa de zonas de exclusión.



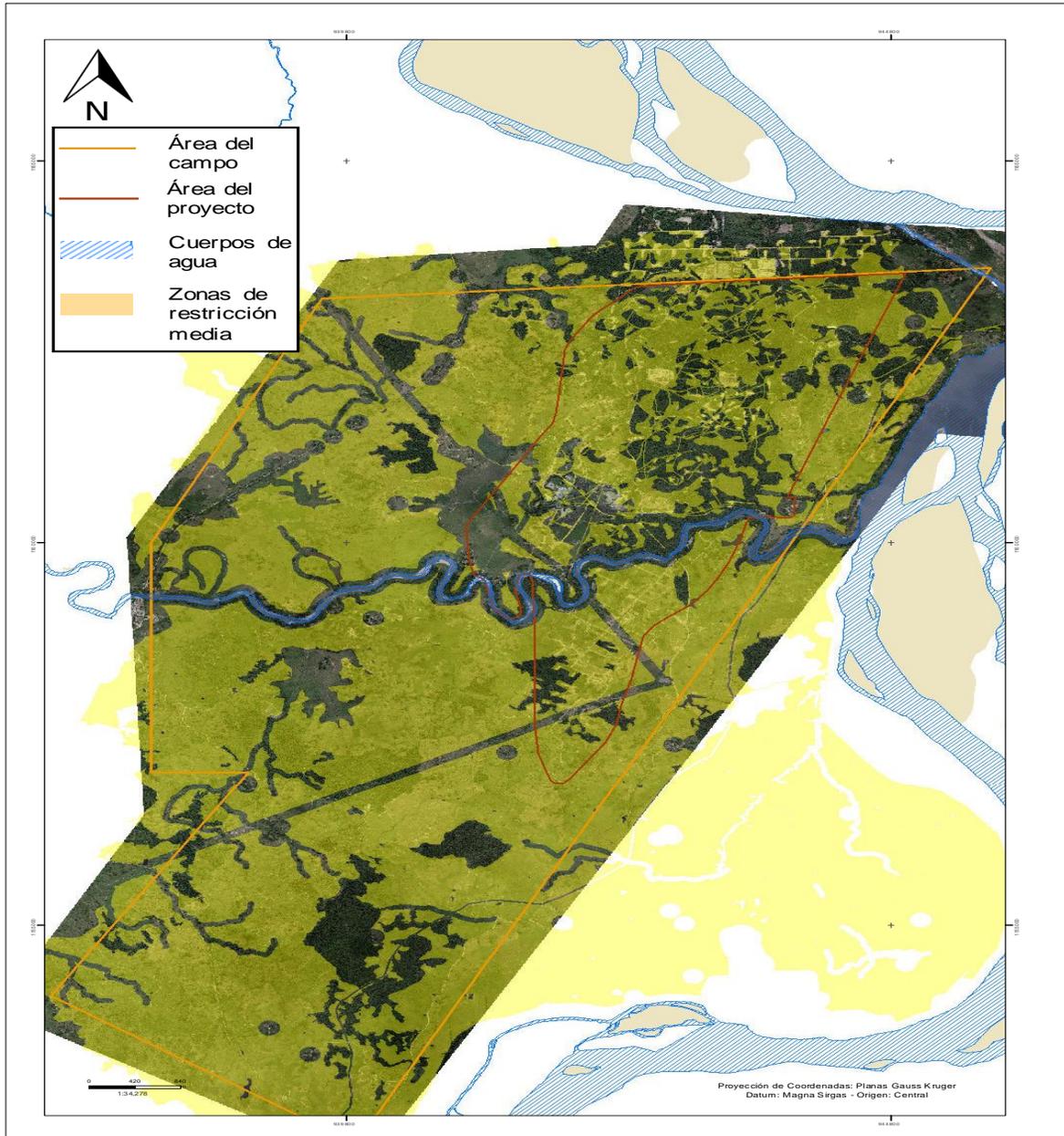
La **Figura 34**, muestra las zonas de exclusión (marcadas en rojo). Las zonas de exclusión son áreas que no pueden ser tocadas en el desarrollo del proyecto, son protegidas por normatividad ambiental porque las características de los ecosistemas generan un tipo de importancia ambiental.

**Figura 35.** Mapa de zonas de restricción.



La **Figura 35**, muestra las zonas de alta restricción. Son áreas que solo pueden ser tocadas mediante un plan de manejo ambiental y permisos apropiados que suelen tener un rigor muy alto.

**Figura 36.** Mapa de zonas de restricción media.



La **Figura 36**, muestra las zonas de restricción media, son áreas protegidas pero accesibles mediante un plan de manejo ambiental y permisos respectivos.

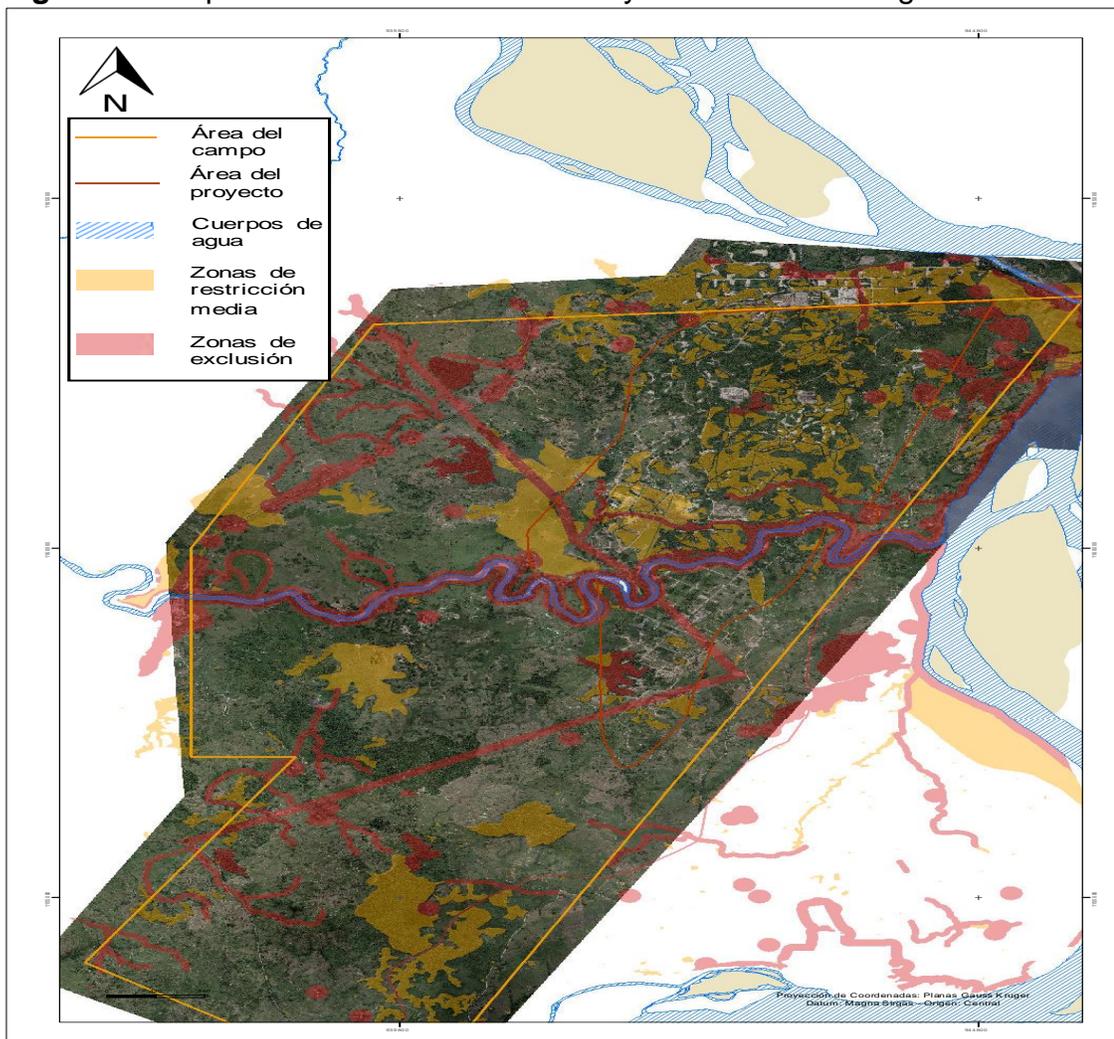
Teniendo en cuenta que los proyectos de energía solar térmica deben ser instalados en superficies planas y extensas se deben también considerar aspectos topográficos como el relieve. Considerando los aspectos críticos para la selección del espacio requerido, se han superpuesto las restricciones y el relieve para tener una visión de los espacios disponibles para el proyecto.

### 3.2.3 Delimitación del espacio disponible de acuerdo al espacio requerido.

El campo solar debe ubicarse en un lugar que no ponga en riesgo al medio ambiente o a las comunidades, por lo tanto, se tendrán en cuenta las áreas de exclusión y las áreas de alta restricción para seleccionar el espacio requerido, las áreas de mediana restricción no suponen mayor problema porque solo requieren de un plan de manejo ambiental y solicitar los permisos necesarios.

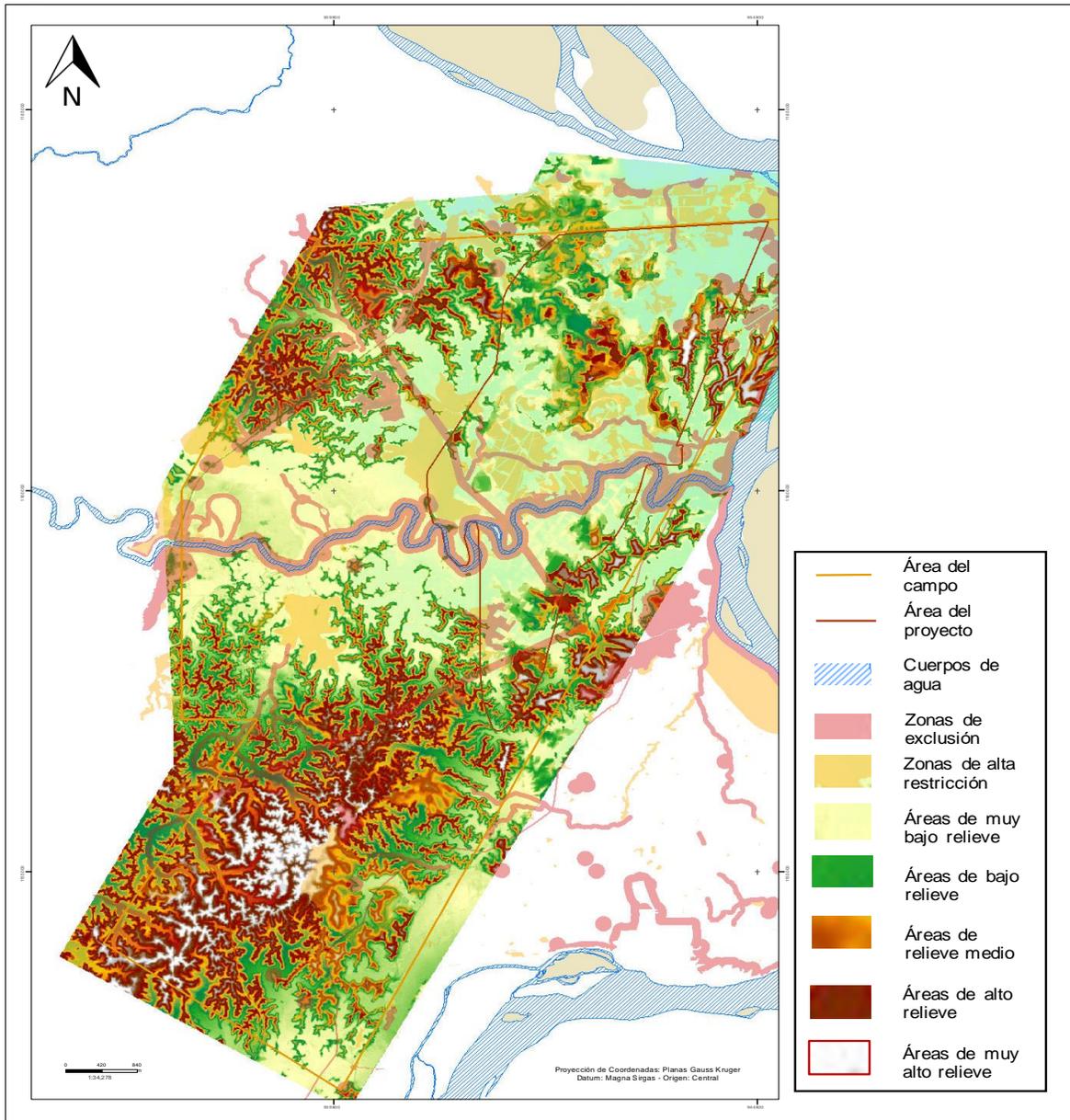
Teniendo en cuenta los aspectos críticos para la selección del espacio requerido, se han superpuesto las zonas de restricción y las zonas de exclusión para tener una visión de los espacios disponibles para el proyecto.

**Figura 37.** Mapa de las zonas de exclusión y de restricción integrado.



Igualmente, se debe considerar que en la parte norte del área de desarrollo del proyecto, se ubican los pozos de captación de agua y de producción, es preferible evitar la instalación del campo solar en esta parte del campo pues puede que se perforen nuevos pozos en esta zona.

**Figura 38.** Mapa del relieve del área del campo y restricciones.

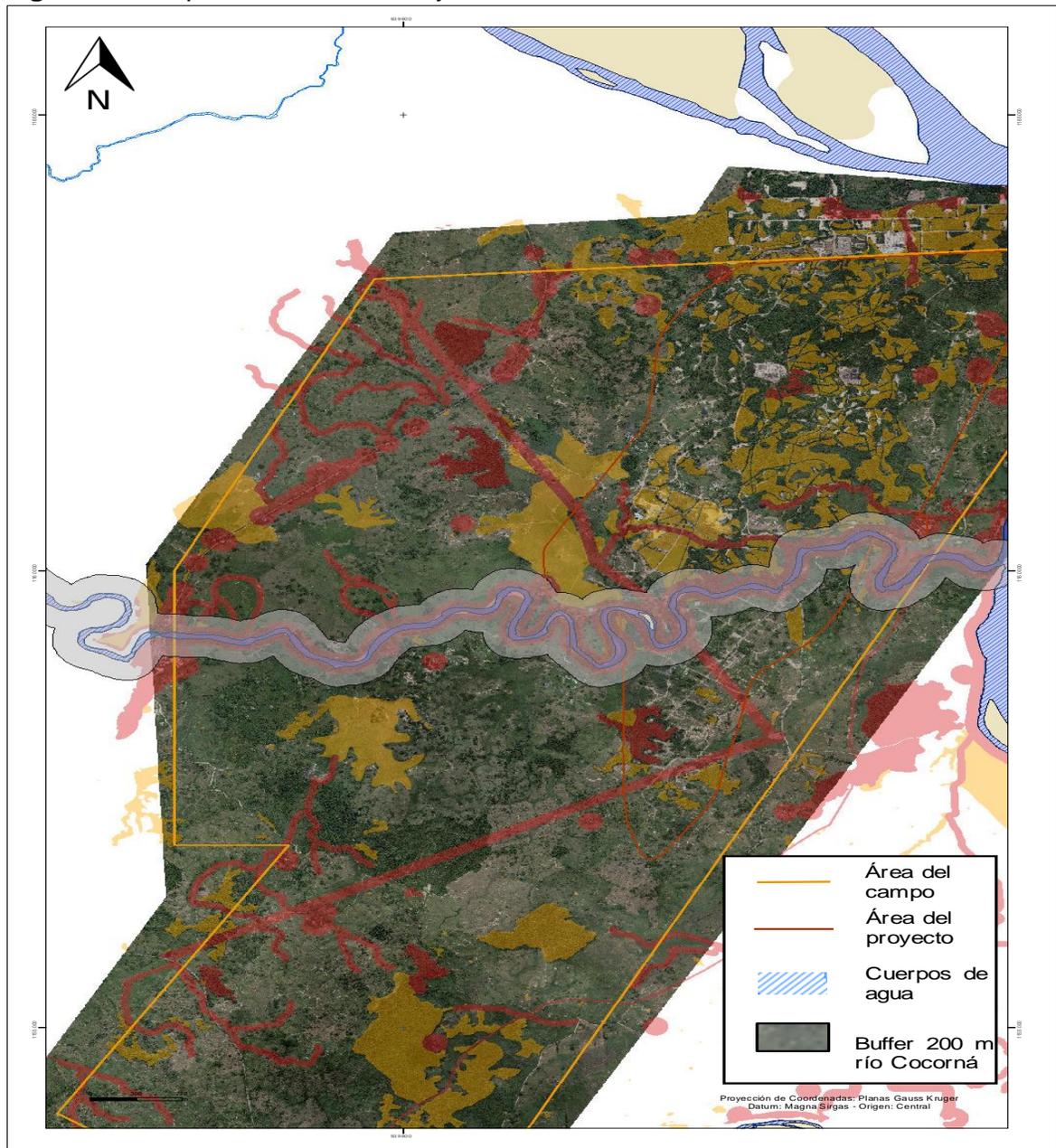


En la **Figura 38**, se pueden visualizar las áreas de exclusión, las áreas de alta restricción y el relieve. Los pocos espacios en verde y amarillo (áreas de muy bajo relieve y áreas de bajo relieve) son las zonas ideales para la instalación del proyecto.

Por otro lado, la realización de un proyecto de energía solar térmica debe contar como mínimo con unas características específicas del terreno, entre ellas su uniformidad. Por lo tanto, las áreas de interés deben cumplir con estas condiciones para que sea viable. La variabilidad en la superficie como se ve en la

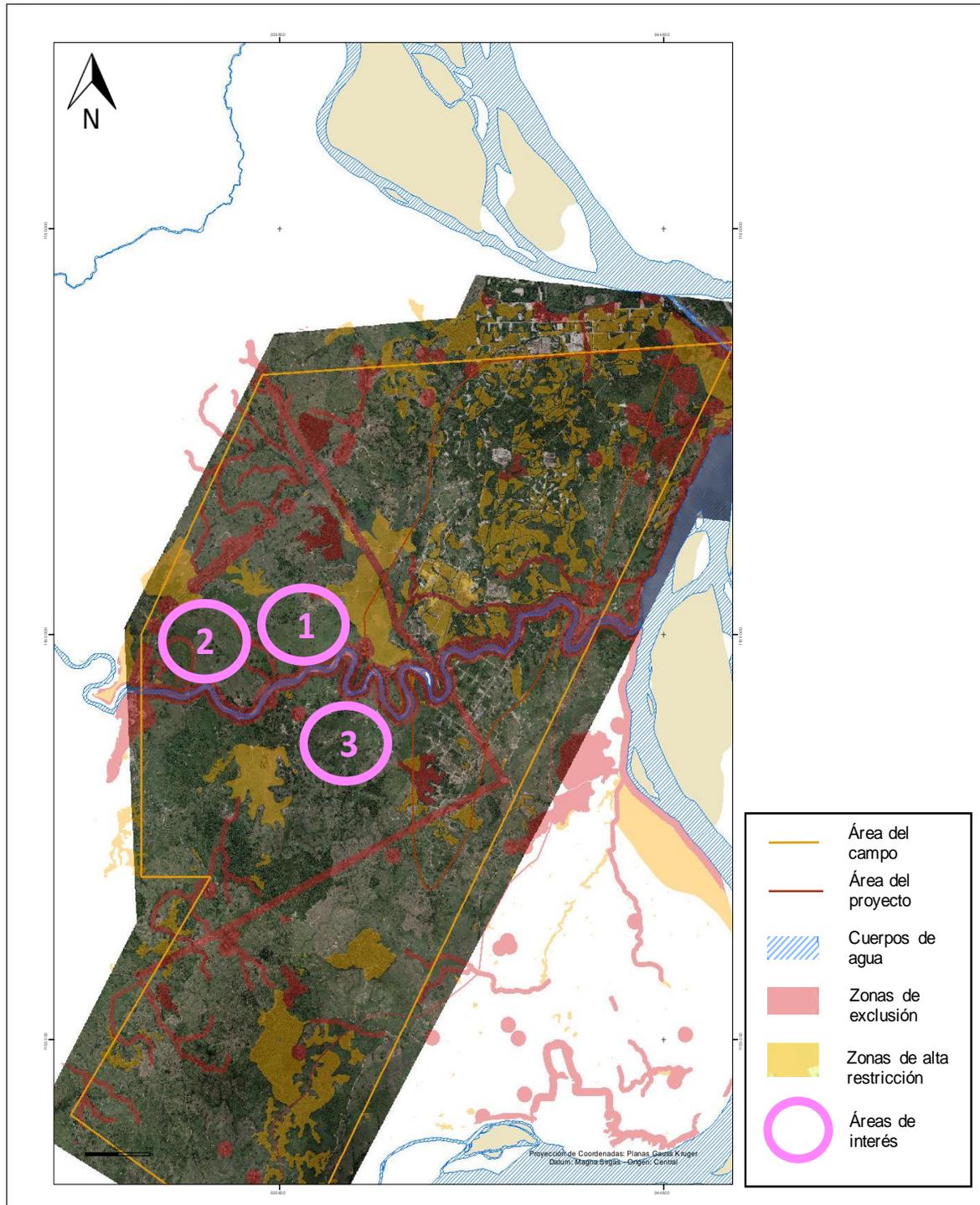
**Figura 38** muestra varios espacios elevados y numerosos montículos que limitan el área para la instalación del campo solar, sin embargo, hay varios espacios que pueden ser aprovechados.

**Figura 39.** Mapa de restricciones y buffer del río.



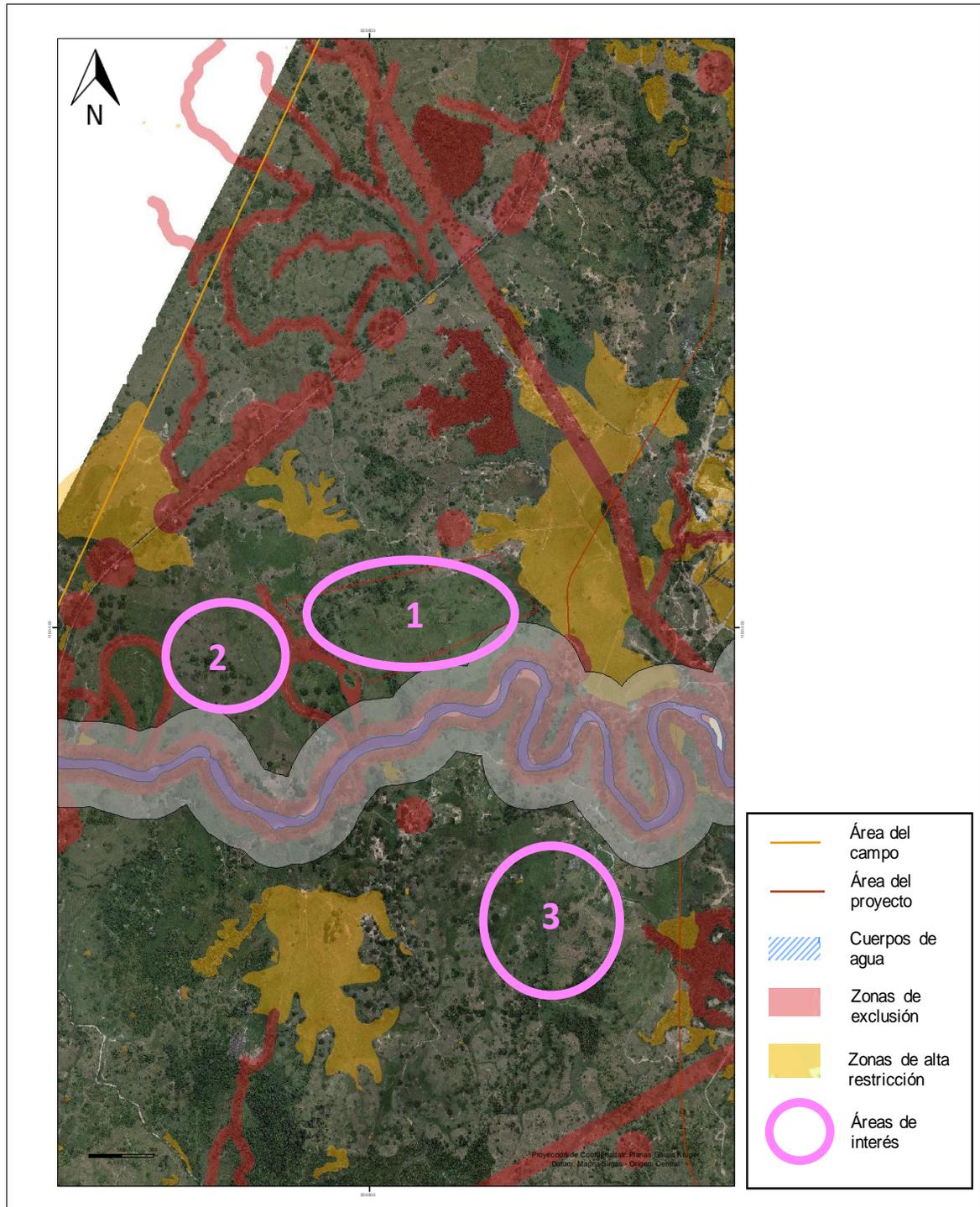
En la **Figura 39**, se toma un buffer de 200 m al río Cocorná, quiere decir que se delimita un espacio de 100 m al norte y al sur del río para tener la seguridad de que no se va a interferir con él y se reduce el riesgo de inundación del campo solar, lo anterior delimita la selección del espacio requerido.

**Figura 40.** Mapa de áreas de interés.



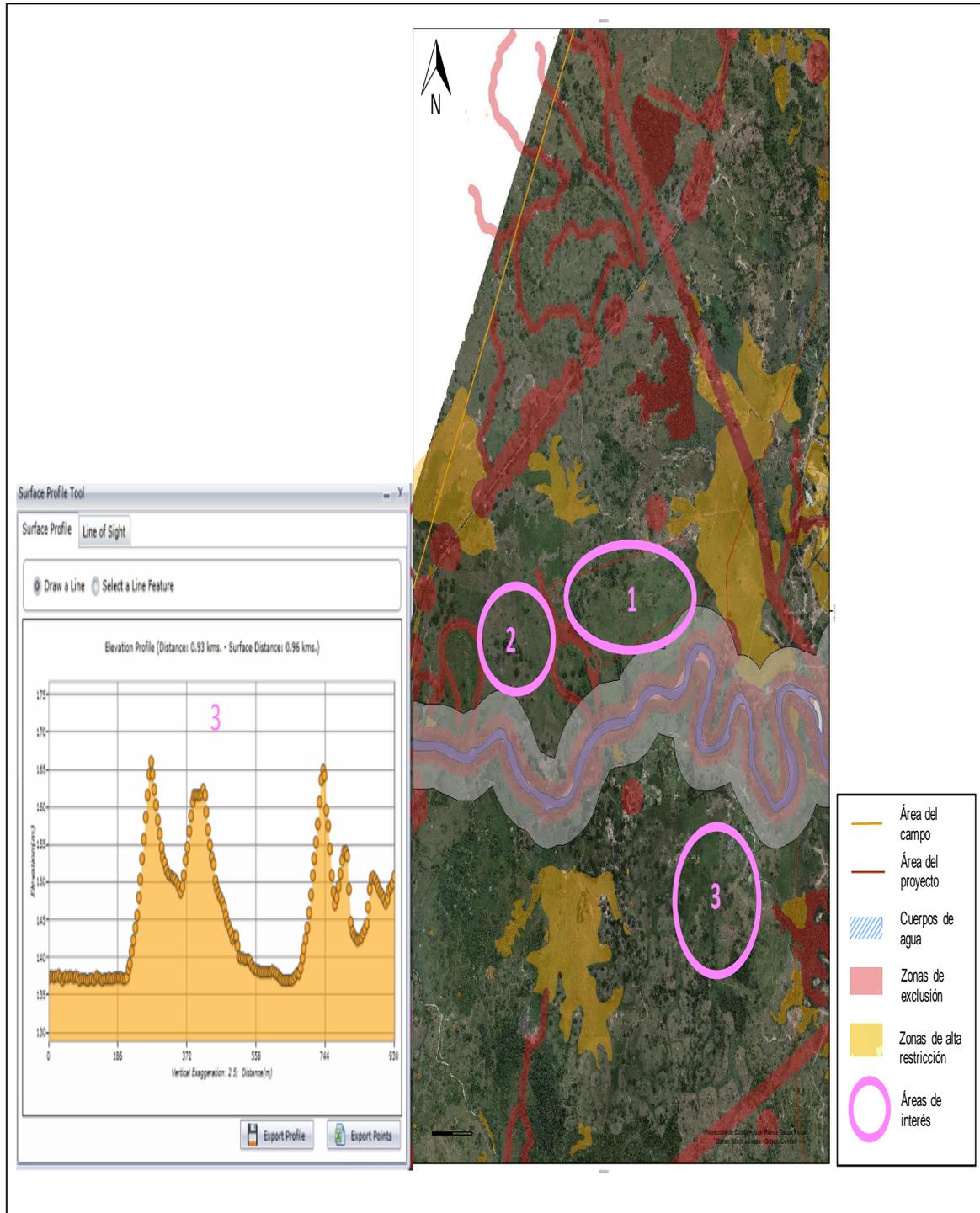
Los tres círculos de la **Figura 40** corresponden a los mejores espacios que cumplen con todas las condiciones requeridas mencionadas anteriormente. Se perfilan como los mejores lugares para la ubicación del campo solar.

**Figura 41.** Mapa de áreas de interés con acercamiento.



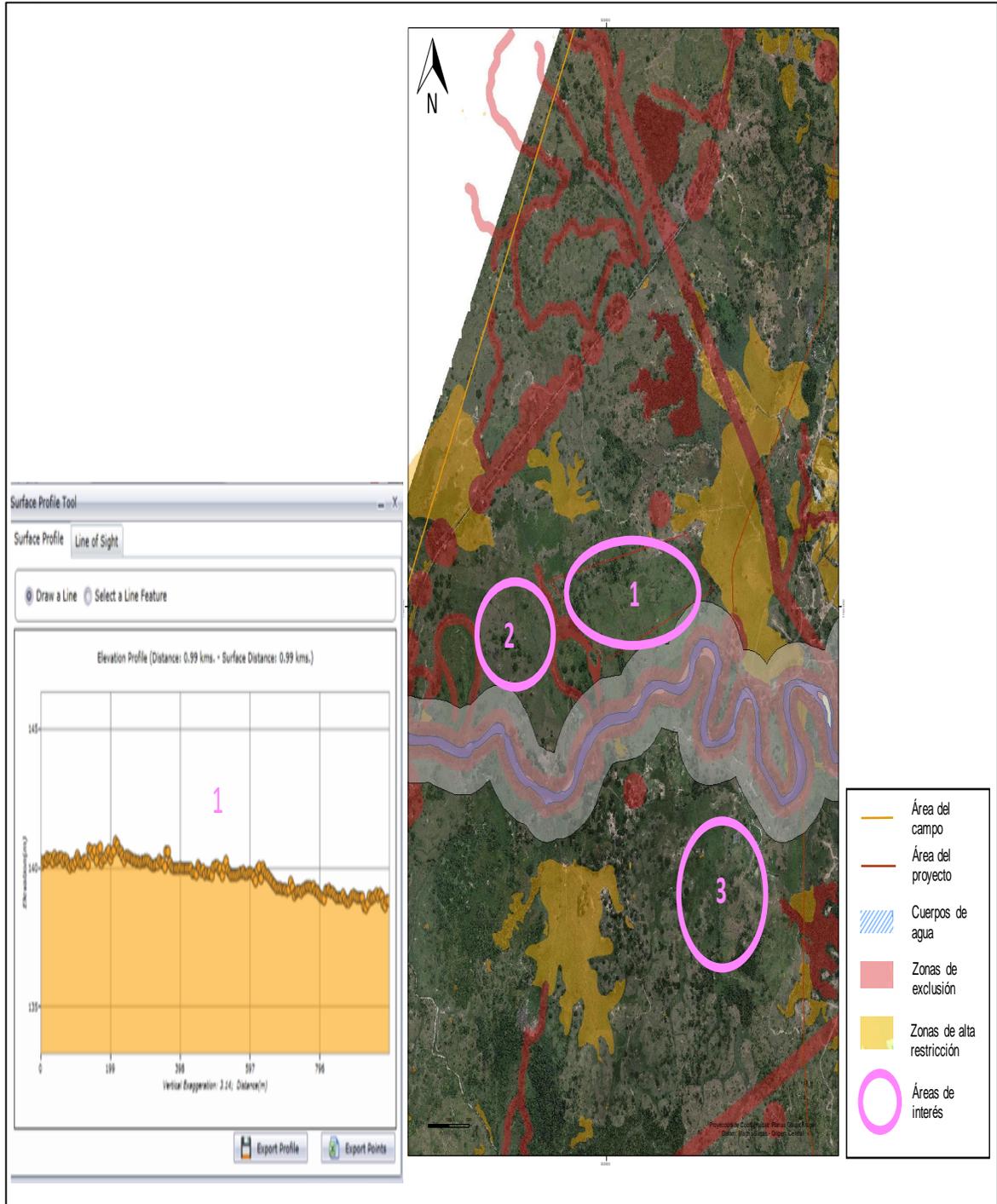
Estos tres espacios prospectivos son interesantes para el proyecto, pero no todos son ideales. En la **Figura 41**, el área 2, tiene un área importante, pero se encuentra muy alejado del sistema de distribución de vapor.

**Figura 42.** Perfil superficie área 3.



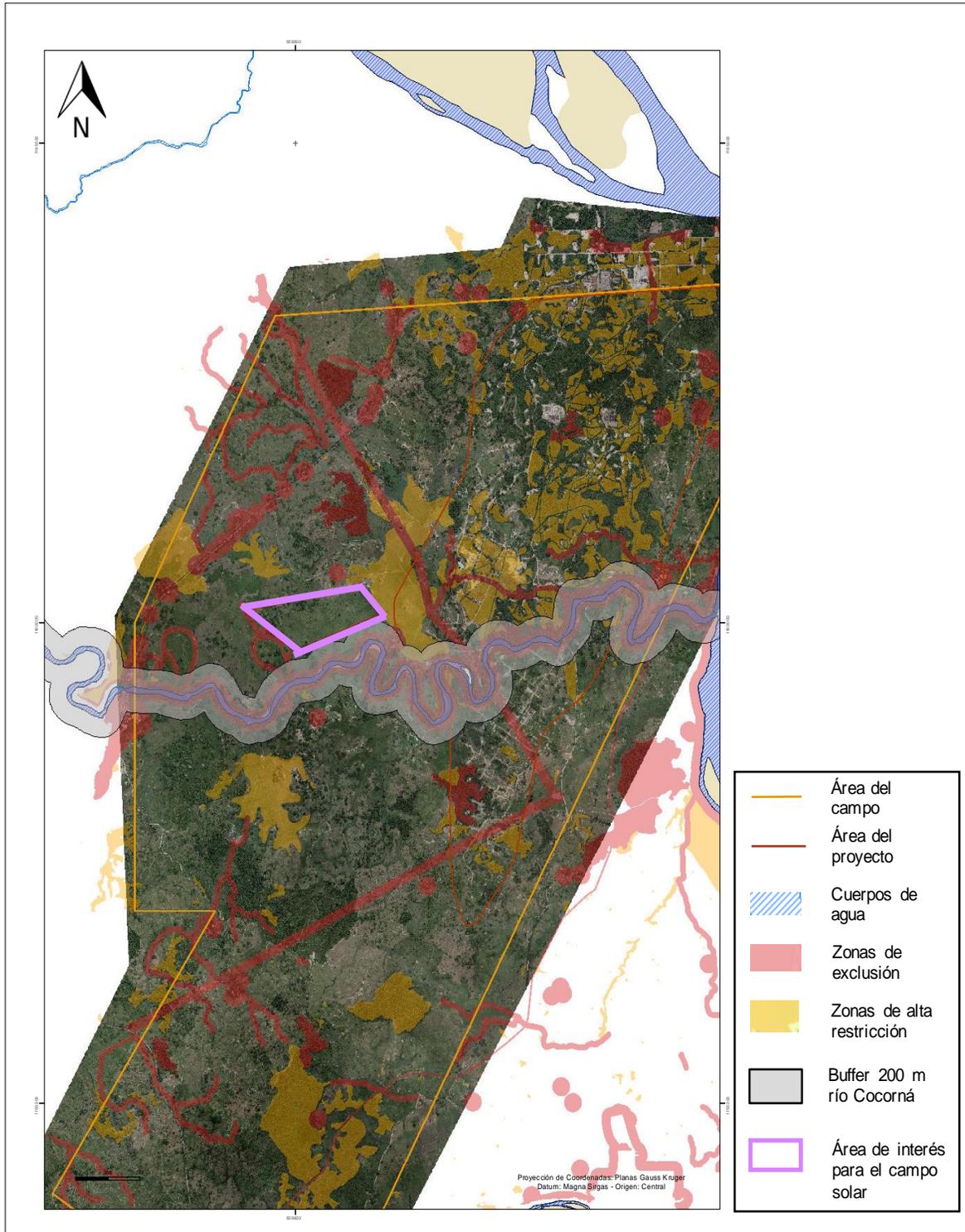
En la **Figura 42**, el área 3, tiene un área importante, sin embargo, el perfil de superficie muestra que tiene unas elevaciones que imposibilitan la instalación del campo solar.

**Figura 43.** Perfil superficie área 1.

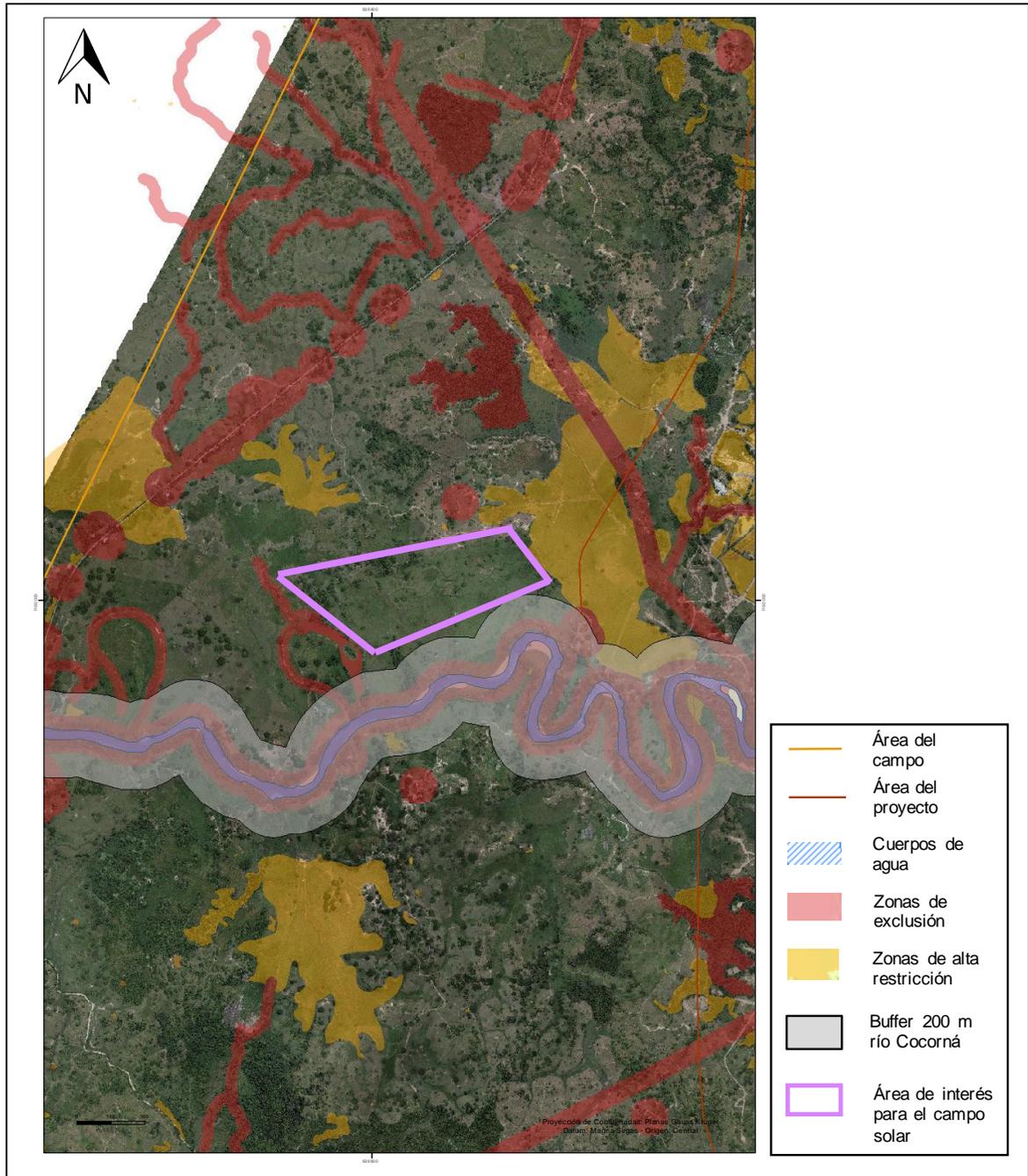


En la **Figura 43**, el área 1, por el contrario, muestra que tiene un perfil muy plano y homogéneo con muy poca arborización, por lo que representa la mejor alternativa para la ubicación del campo solar.

Figura 44. Mapa de área Seleccionada.



**Figura 45.** Mapa de área seleccionada con acercamiento.



Como se observa en la **Figura 44** y **Figura 45**, el espacio dentro de las líneas violeta cuenta con un área de aproximadamente 50 hectáreas o 500.000 metros cuadrados.

El área seleccionada observada en la **Figura 44** y **Figura 45** cuenta con una disponibilidad para uso del suelo ante la normativa ambiental, es decir, que no se

trata de una zona de exclusión o de alto riesgo. Hay uniformidad del terreno que permite la instalación de los paneles de forma óptima. No interfiere y tampoco se encuentra cerca de ninguna comunidad.

Por estas razones, el área representada por el círculo uno de la **Figura 40** y **Figura 41**, es el área seleccionada, pues cumple con todas las condiciones para la instalación del campo solar.

### **3.3 EVALUACIÓN CUALITATIVA Y SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS**

Para seleccionar la o las tecnologías que mejor le convienen al proyecto se elabora una matriz de pesos de acuerdo a la información encontrada en la literatura. Una matriz en la que se evalúen los diferentes criterios de las diferentes tecnologías comerciales de energía solar térmica.

**3.3.1 Definición de criterios.** Para poder comparar las tecnologías de energía solar térmica se deben definir criterios o puntos de comparación para poder seleccionar y/o filtrar la mejor o las mejores tecnologías.

Para definir los criterios, se consultaron varias fuentes que van desde la International Renewable Energy Agency IRENA, que tiene varios estudios de estado del arte de las tecnologías y casos de éxito en las diferentes industrias; hasta los artículos publicados en la Society of Petroleum Engineers SPE que muestran los casos de éxito o de fracaso de las tecnologías aplicadas en los proyectos de Recobro Mejorado Térmico.

**3.3.1.1 Costos de inversión.** Los costos de inversión son el costo de un bien, que constituye el conjunto de esfuerzos y recursos realizados con el fin de implementar las tecnologías de energía solar, la inversión está representada en recursos o capitales. Es un aspecto crítico y muy relevante para el proyecto, pues en cuanto mayor sea el monto de la inversión para una misma cantidad de vapor generado para inyección, menor será el interés de incursionar en estos proyectos.

**3.3.1.2 Comercialización de la tecnología.** La comercialización de tecnologías es el conjunto de recursos, medios y modalidades organizacionales que emplea una organización para vender, transferir, licenciar o intercambiar sus tecnologías, sus activos de propiedad intelectual y sus paquetes tecnológicos, con la finalidad de recuperar la inversión realizada y obtener un beneficio económico adicional.

Para lograrla, el personal de la organización en cuestión debe comprender y conocer de manera precisa las ventajas competitivas de la tecnología; las tecnologías competidoras o sucedáneas actuales y futuras; los diferentes tipos de mercados en los que la tecnología puede incidir; la competencia existente y sus

prácticas comerciales; los diversos canales de comercialización que se emplean en el país, región o sector; las restricciones legales existentes; los precios y prácticas de valoración de tecnología (no solo de la propiedad intelectual) a nivel internacional; el potencial de negocios de las tecnologías en cuestión; y, por supuesto, las condiciones económicas y políticas del entorno que pueden facilitar o dificultar su comercialización.

Para efectos del Proyecto, es muy importante tener clara la comercialización de las tecnologías para saber en qué mercados existen geográficamente y lo que implica comprar la tecnología e importarla<sup>76</sup>.

Para efectos del Proyecto se han identificado tres regiones que tienen empresas que ofrecen las tecnologías de energía solar. Estas regiones son: América del Norte (Estados Unidos y Canadá), Europa (Suecia, España, Francia y Alemania) y Asia (China).

La mayoría de las empresas ofrecen las tecnologías mediante el incoterm FOB que significa "Free On Board" y quiere decir que cuando se adquiere la tecnología, se debe además contar con los costos de transporte, de impuestos y de seguros para que la tecnología llegue hasta algún puerto en Colombia.

**3.3.1.3 Plazo de recuperación.** El Plazo de Recuperación, también conocido como "Payback" es la duración de tiempo necesario para recuperar el coste de la inversión. El periodo de recuperación de una inversión o proyecto determinado es un determinante importante de si debe llevarse a cabo la posición o proyecto, ya que períodos de recuperación muy largos no suelen ser deseables en las posiciones de inversión. Se puede tener en cuenta, por ejemplo, que el Plazo de Recuperación de los proyectos más costosos, será más largo pues al final todos están destinados a generar una misma cantidad de vapor así las eficiencias de las tecnologías sean diferentes<sup>77</sup>.

---

<sup>76</sup> MEDELLIN, Enrique. La Comercialización de Tecnología, Universidad Nacional Autónoma de México, 2007. Disponible en Internet;  
[https://jaimesotou.files.wordpress.com/2011/05/comercializacion\\_de\\_tecnologia.pdf](https://jaimesotou.files.wordpress.com/2011/05/comercializacion_de_tecnologia.pdf)

<sup>77</sup> Enciclopedia Financiera, Haciendo fácil la Economía. Disponible en Internet; Fuente:  
<http://www.encyclopediainanciera.com/definicion-payback.html>

**3.3.1.4 Operación y mantenimiento.** La operación y el mantenimiento se refiere a todos los costos asociados a la operación de los equipos para su funcionamiento óptimo, también se refiere a los costos asociados a la limpieza de los espejos o helióstatos y el mantenimiento de las líneas y su sistema de control.

**3.3.1.5 Área instalada.** Se refiere al área potencial donde las tecnologías solares puedan ser instaladas. Hace referencia al uso del suelo, el espacio y el impacto ambiental sobre el mismo.

**3.3.1.6 Riesgo.** Se refiere a las probabilidades que tiene el proyecto de no ser exitoso. Es una variable que se mide de acuerdo a los caso de éxito o de fracaso de los proyectos existentes y en operación a nivel mundial.

**3.3.2 Realización de matriz comparativa de las alternativas.** La matriz de pesos es una herramienta importante, utilizada para la toma de decisiones en áreas administrativas y gerenciales. Es usada para evaluar diferentes alternativas contempladas para la resolución de un problema o para implementar con un fin específico. Se asigna un peso a cada criterio de evaluación con el fin de evaluar su desempeño con respecto a cada alternativa. Los valores para cada alternativa son posteriormente comparados para tener una clasificación del desempeño de las alternativas teniendo en cuenta los criterios de evaluación.

La matriz es construida con unos pesos asignados a cada criterio. Una escala de evaluación es establecida para toda la matriz. La clasificación de las alternativas se hace basado en su habilidad para relacionarse con cada criterio y los resultados y el orden de clasificación se dan de la siguiente forma: 1 siendo la mejor alternativa y 3 la menos conveniente.

La **Tabla 19** contempla los diferentes criterios establecidos anteriormente. Se le asigna un valor más alto a los criterios más importantes que son los Costos de Inversión y el Riesgo y un valor menor a criterios como la Comercialización de la tecnología y la Operación y Mantenimiento.

**Tabla 19. Matriz de pesos.**

	Costos de inversión	Comercialización de la tecnología	Payback	Operación y Mantenimiento	Área Instalada	Riesgo
Costos de inversión	55					
Comercialización de la tecnología		20				
Payback			30			
Operación y Mantenimiento				25		
Área Instalada					40	
Riesgo						55

**Tabla 20. Resultados Matriz de pesos.**

	Costos de inversión	Comercialización de la tecnología	Payback	Operación y Mantenimiento	Área Instalada	Riesgo	Score
	24%	9%	13%	11%	18%	24%	X
	0 - 5MM --- 10 5 - 10MM --- 7 10 - 20MM --- 5 20MM < --- 1	Bajo --- 10 Medio --- 5 Alto --- 1	Largo Plazo -- 3 Mediano Plazo - 6 Corto Plazo --- 9	Baja ---- 2 Media -- 5 Alta ---- 9	<1 Hect -- 10 2 - 15 Hect -- 5 16 Hect < --- 1	Bajo ---- 10 Medio -- 5 Alto ---- 1	X
Torre Solar	1	8	6	9	1	1	3.2
Cilindros Parabólicos	4	1	9	8	5	8	6.0
Reflectores Fresnel	7	3	9	7	5	8	6.8

La matriz de pesos es una herramienta importante para evaluar cuál de las tecnologías solares puede ser la más conveniente para el proyecto. Sirve para delimitar las alternativas y mostrar cualitativamente cuales son los puntos fuertes y puntos débiles de cada tecnología.

**Tabla 21.** Clasificación de las tecnologías.

1	Reflectores Fresnel
2	Cilindros Parabólicos
3	Torre Solar

En la **Tabla 20**, se observan en verde los resultados de la comparación entre las tres tecnologías evaluadas. En rojo se encuentra el resultado de la evaluación de la Torre Solar, que muestra ser muy baja a comparación de los Cilindros Parabólicos y de los Reflectores Fresnel. La **Tabla 21**, muestra la clasificación de las tecnologías de acuerdo a su comparación cualitativa, demostrando que la tecnología más conveniente son los Reflectores Fresnel y que la menos apropiada es la Torre Solar.

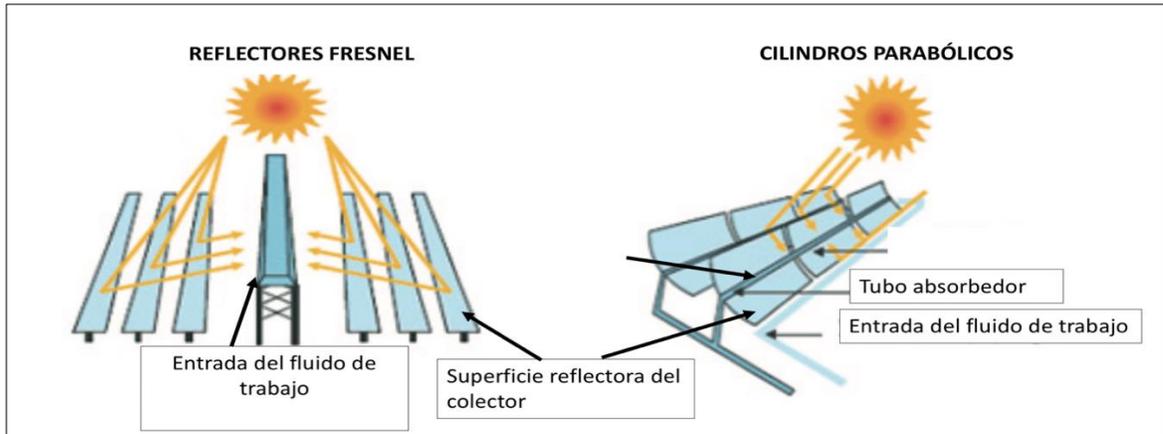
La Torre Solar, como se puede observar en la **Tabla 21**. Es la menos apropiada porque es la tecnología que requiere la mayor inversión, que tiene el mayor impacto ambiental en el área de instalación y que además tiene el mayor riesgo. Las tecnologías de Reflectores Fresnel y de Cilindros Parabólicos, al contrario, muestran un desempeño similar, los costos de inversión nos son tan altos comparados a la Torre Solar, se tratan de tecnologías más comerciales con un retorno de la inversión más temprano y unos costos de operación y mantenimiento menores para unas condiciones de área instalada similares y con un riesgo mucho más bajo que la Torre Solar.

Por lo tanto, para efectos del proyecto, se filtrará la tecnología de la Torre Solar y se simularán las tecnologías de Cilindros Parabólicos y de Reflectores Fresnel para demostrar su factibilidad técnica para la generación de vapor de agua para inyección continua en el campo de estudio.

### **3.4 MODELO MATEMÁTICO**

Luego de determinar el espacio disponible, de explicar las variaciones y los valores de radiación solar en el campo de estudio y de evaluar cualitativamente que las tecnologías que más le convienen al proyecto son los Cilindros Parabólicos y los Reflectores Fresnel; se debe explicar el modelo matemático que representa los fenómenos físicos que se llevan a cabo desde que la radiación solar se refleja en los colectores hasta que transfiere toda la energía posible a los absorbedores y estos a su vez convierten el agua a vapor saturado. La definición de términos de las variables y de las constantes de las ecuaciones del modelo matemático se podrán encontrar en el **Anexo A**.

**Figura 46.** Resumen elementos principales Reflectores Fresnel y Cilindros Parabólicos.

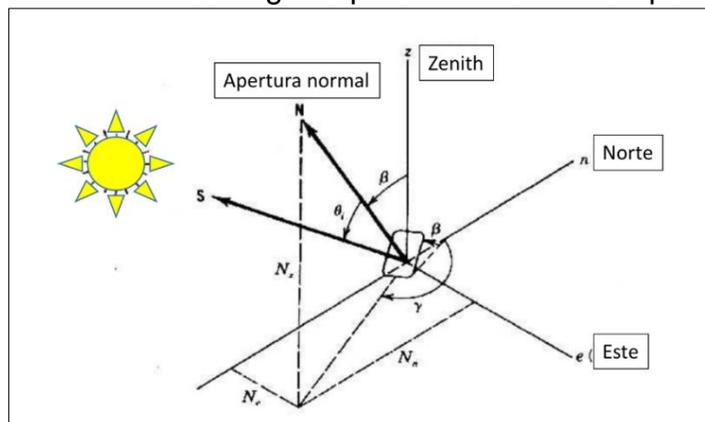


**Fuente:** Concentrating Solar Power. Technology Brief E10. IEA-ETSAP y IRENA- Enero 2013. Modificada por los autores.

En la **Figura 46**, se resumen los elementos físicos principales que componen los Reflectores Fresnel y los Cilindros Parabólicos. Esta figura sirve para ilustrar los diferentes componentes que van a ser modelados con ecuaciones. Se puede observar por ejemplo, el sol y su incidencia en las superficies colectoras y como se refleja la radiación en el tubo absorbedor.

**3.4.1 Ángulo Solar Incidente.** El ángulo solar incidente constituye el primer paso para explicar y detallar los fenómenos físicos que se llevan a cabo para el aprovechamiento de la energía solar térmica. Se debe considerar el ángulo entre la apertura normal de un colector y los rayos directamente provenientes del sol.

**Figura 47.** Diferentes ángulos para un colector de apertura fija.



**Fuente:** [en línea]. [Citado el 14 de mayo de 2017]. Encontrado en: <http://www.powerfromthesun.net/Book/chapter04/chapter04.html> Modificada por los autores.

En la **Figura 47** se observa un colector de apertura fija con una orientación definida por el ángulo de inclinación ( $\beta$ ), el ángulo de incidencia ( $\theta$ ), el ángulo de azimuth ( $\gamma$ ), la normal a la apertura (N) y el vector de posición del sol (S).

Conocer el ángulo de incidencia es fundamental para poder tener un diseño de la orientación de los colectores en el campo solar, pues la mayor cantidad de energía solar que puede llegar a los colectores se determina por el coseno de ese ángulo de incidencia. El ángulo de incidencia se encuentra en términos de la orientación del colector y la altitud solar y los ángulos de azimuth.

Lo anterior se expresa matemáticamente tomando el producto punto de vector unitario S que va desde el sol hasta la apertura del colector y el vector unitario N normal a la apertura del colector.

Se define N a partir del ángulo de inclinación ( $\beta$ ) y del azimuth ( $\gamma$ ). Los símbolos de convención utilizados son: el norte es igual a cero y los ángulos que van en el sentido de las manecillas del reloj son positivos.

La dirección de los cosenos de N a través de los ejes  $n$ ,  $e$  y  $z$  observados en la **Figura 47**, son:

**Ecuación 1.** Dirección de los cosenos de N.

$$\begin{aligned} N_z &= \cos \beta \\ N_e &= \sin \beta \sin \gamma \\ N_n &= \sin \beta \cos \gamma \end{aligned}$$

**Fuente:** [en línea]. [Citado el 14 de mayo de 2017]. Encontrado en: <http://www.powerfromthesun.net/Book/chapter04/chapter04.html> Modificada por los autores.

**3.4.2 Mecanismos de Concentración Solar.** Las tecnologías de energía solar térmica funcionan por un mecanismo fundamental de concentración. Este mecanismo se refiere a la concentración de la radiación solar en un punto o una línea para aprovechar la mayor cantidad de energía y obtener la mayor cantidad de calor. A este fenómeno se le conoce como: relación de concentración.

Generalmente, se define como:

- La relación de concentración óptica,  $C_O$  : Se refiere a la relación de la radiación en la superficie receptora o absorbidora  $G_r$  y la radiación solar incidente  $G$ .

**Ecuación 2.** Relación de concentración óptica.

$$C_o = \frac{G_r}{G}$$

**Fuente:** Fundamental principles of concentrating solar power (CSP) systems. K. LOVEGROVE, IT Power, Australia and J. PYE, Australian National University, Australia.

- La relación de concentración geométrica,  $C_g$  : Se refiere a relación entre la apertura del colector ( $A_r$ ) y el área del receptor o absorbedor ( $A_c$ ).

**Ecuación 3.** Relación de concentración geométrica.

$$C_g = \frac{A_c}{A_r}$$

**Fuente:** Fundamental principles of concentrating solar power (CSP) systems. K. LOVEGROVE, IT Power, Australia and J. PYE, Australian National University, Australia.

Los valores de la relación de concentración varían entre los Cilindros Parabólicos y los Reflectores Fresnel. Se debe aclarar que los Cilindros Parabólicos siempre tienen una mayor relación de concentración geométrica y óptica porque el colector con forma parabólica puede concentrar más energía que un colector plano.

Los valores de la relación de concentración se toman como “número de soles”. Es decir, que una relación de concentración geométrica de 1,200, por ejemplo, sería una relación de “1,200 soles”. Asumiendo una radiación solar de 1000  $W/m^2$  tendría un equivalente de 1.2  $MW/m^2$  en la superficie del absorbedor<sup>78</sup>.

**3.4.3 Modelo general para los absorbedores.** El flujo de calor recibido por la pared interna del absorbedor, es decir la pared metálica, está modelada por las siguientes ecuaciones. Vale aclarar que el comportamiento para los Cilindros Parabólicos y para los Reflectores Fresnel es el mismo. Lo único que cambia es la relación de concentración para cada uno de ellos y el ángulo de incidencia de los rayos.

---

<sup>78</sup> LOVEGROVE, Fundamental principles of concentrating solar power (CSP) systems, Australian National University, Australia, 2011.

**Ecuación 4.** Flujo de calor absorbido por pared metálica del absorbedor.

$$-W_{tubo} = \eta_{Opt,Col} * IAM * \cos \theta * DNI * \frac{A_{refl}}{N_s} - W_{RadVid} - W_{ConvVid}$$

**Fuente:** Modeling of Linear Concentrating Solar Power using Direct Steam Generation with Parabolic-Trough. Arousseau A., Vuillerme V., Bezian J.J. Modificada por los autores.

El signo del flujo de calor que se observa en la **Ecuación 4** es negativo desde que deja un elemento por convención, por lo que si se mira desde el colector parabólico el flujo sería negativo.

El balance de energía en la cobertura de vidrio es importante porque puede ser considerada una zona de transición entre el reflector y la pared del tubo del absorbedor, por lo que se modela a través de la siguiente ecuación:

**Ecuación 5.** Balance de energía en la cobertura de vidrio.

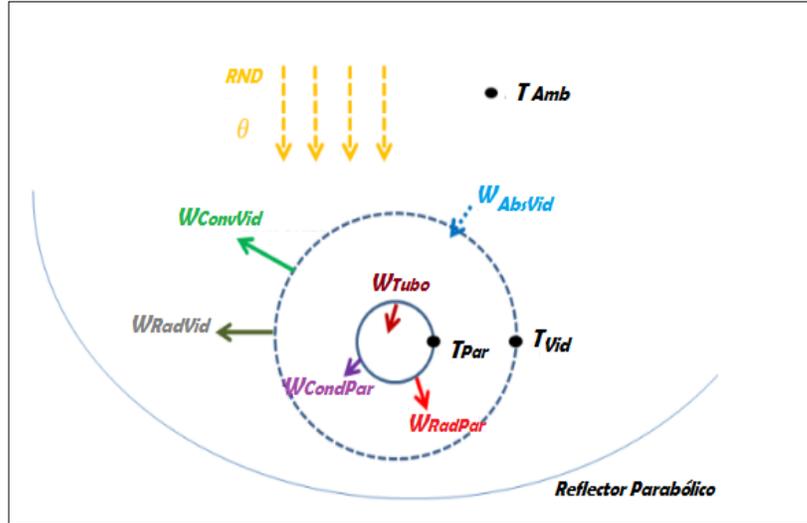
$$d_M * C_{PVid} * \frac{dT_{Vid}}{dt} = W_{AbsVid} - W_{CondPar} + W_{RadPar} - W_{CondVid} - W_{RadVid}$$

**Fuente:** Modeling of Linear Concentrating Solar Power using Direct Steam Generation with Parabolic-Trough. Arousseau A., Vuillerme V., Bezian J.J. Modificada por los autores.

Los flujos de calor o incidencia de radiación, se pueden dividir en dos grupos principales, los cuales son los flujos incidentes y los flujos de pérdidas. Cada uno de estos flujos generales inciden en cada parte del sistema como: colector, envoltura de vidrio y tubo absorbedor, los dos últimos están unidos, pero están conformados de diferente material. Por lo tanto, en cada elemento se subdividirán según la energía sea aprovechada o se generen pérdidas por conducción, convección o radiación.

En la **Figura 48**, se observa la dirección o el sentido de los diferentes flujos de calor (energía incidente aprovechada y pérdidas) dependiendo si entran o salen entre los diferentes componentes del sistema, incluyendo el medio ambiente.

**Figura 48.** Esquema del colector parabólico con sus principales variables.



**Fuente:** Modeling of Linear Concentrating Solar Power using Direct Steam Generation with Parabolic-Trough. Arousseau A., Vuillerme V., Bezian J.J. Modificada por los autores.

La **Ecuación 6**, **Ecuación 7**, **Ecuación 8**, **Ecuación 9** y **Ecuación 10** describen el flujo de calor a través de los diferentes elementos del sistema, como se detalla a continuación:

**Ecuación 6.** Flujo de calor por radiación de la pared del tubo a la envoltura de vidrio.

$$W_{RadPar} = \frac{A_{Tubo}}{N_s} * \sigma * \epsilon_{tubo} * (T_{Par}^4 - T_{Vid}^4)$$

**Fuente:** Modeling of Linear Concentrating Solar Power using Direct Steam Generation with Parabolic-Trough. Arousseau A., Vuillerme V., Bezian J.J. Modificada por los autores.

**Ecuación 7.** Flujo de calor por conducción de la pared del tubo colector a la envoltura de vidrio.

$$W_{CondPar} = \frac{A_{Tubo}}{N_s} * \lambda * \frac{(T_{Par} - T_{Vid})}{\left( \frac{D_{Tubo}}{2 \log \frac{D_{Vid}}{D_{Tubo}}} \right)}$$

**Fuente:** Modeling of Linear Concentrating Solar Power using Direct Steam Generation with Parabolic-Trough. Arousseau A., Vuillerme V., Bezian J.J. Modificada por los autores.

**Ecuación 8.** Pérdidas de flujo de calor por radiación de la envoltura de vidrio a la atmósfera.

$$W_{RadVid} = \frac{A_{Vid}}{N_s} \sigma * \epsilon_{Vid} * (T_{Vid}^4 - T_{Cielo}^4)$$

**Fuente:** Modeling of Linear Concentrating Solar Power using Direct Steam Generation with Parabolic-Trough. Arousseau A., Vuillerme V., Bezian J.J. Modificada por los autores.

**Ecuación 9.** Pérdidas de flujo de calor por convección de la envoltura de vidrio a la atmósfera.

$$W_{ConvVid} = \frac{A_{Vid}}{N_s} * h * (T_{Vid} - T_{Amb})$$

**Fuente:** Modeling of Linear Concentrating Solar Power using Direct Steam Generation with Parabolic-Trough. Arousseau A., Vuillerme V., Bezian J.J. Modificada por los autores.

**Ecuación 10.** Flujo de calor absorbido por la envoltura de vidrio.

$$W_{AbsVid} = DNI * \frac{A_{Vid}}{N_s} * \alpha_{Vid} * \cos \theta * IAM * \eta_{opt,Pico}$$

**Fuente:** Modeling of Linear Concentrating Solar Power using Direct Steam Generation with Parabolic-Trough. Arousseau A., Vuillerme V., Bezian J.J. Modificada por los autores.

La función principal de un colecto tipo Cilindro Parabólico es re direccionar la radiación o el flujo de calor de un punto, a donde llega inicialmente a un absorbedor. Para poder calcular el factor de modificación de incidencia, es decir, el cambio de dirección o ángulo, se debe plantear una corrección en función del ángulo de incidencia de la siguiente forma, como se observa en la **Ecuación 11**:

**Ecuación 11.** Modificación del ángulo de incidencia para Cilindros Parabólicos.

$$IAM = 1 - 0,00188 * \theta - 0,000149206 * \theta^2$$

**Fuente:** Modeling of Linear Concentrating Solar Power using Direct Steam Generation with Parabolic-Trough. Arousseau A., Vuillerme V., Bezian J.J. Modificada por los autores.

Así como la energía se pierde en las paredes del tubo y de la envoltura de vidrio, hay que considerar que en el sistema también sucederá lo mismo con los fluidos que están circulando por dentro de la tubería que recibe el flujo de calor. Éste

fluido puede generar pérdidas térmicas debido a su contacto natural con la pared del tubo, dichas pérdidas son calculadas a través de la **Ecuación 12**.

**Ecuación 12.** Coeficiente de pérdida de calor por convección.

$$h = 0,023 * \frac{k}{D_{Tubo}} * Re^{0,8} * Pr^{0,4}$$

**Fuente:** Modeling of Linear Concentrating Solar Power using Direct Steam Generation with Parabolic-Trough. Aurousseau A., Vuillerme V., Bezian J.J. Modificada por los autores.

**3.4.3 Modelo general para la eficiencia de Reflectores Fresnel y Cilindros Parabólicos.** La eficiencia de cada uno de los sistemas está determinada por la fracción entre la energía que aprovechan y la energía que reciben, por lo tanto, se define en la Ecuación 13.

**Ecuación 13.** Eficiencia del colector.

$$\eta = \frac{W_{incidente} - W_{Pérdidas}}{W_{incidente}} = \frac{W_{Aprovechado}}{W_{recibido}}$$

**Fuente:** Modeling of Linear Concentrating Solar Power using Direct Steam Generation with Parabolic-Trough. Aurousseau A., Vuillerme V., Bezian J.J. Modificada por los autores.

## **4. SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS REFLECTORES FRESNEL Y CILINDROS PARABÓLICOS**

En este capítulo se van a simular las tecnologías más convenientes para el proyecto: Los Cilindros Parabólicos y los Reflectores Fresnel. Se explicarán las generalidades del software EBSILON® Professional, se mostrarán los pasos para la simulación y se analizarán los resultados; adicionalmente, se detallarán los resultados de un modelo de CMG® de la inyección de vapor de calidad obtenido con los resultados de la simulación de energía solar térmica. Se hará un análisis de resultados que incluye una explicación del impacto de la intermitencia del sol en la inyección de vapor con tecnologías de energía solar térmica y un análisis y consideraciones técnicas del recobro mejorado térmico con energía solar.

La simulación se realizará mediante Generación Directa de Vapor (Direct Steam Generation DSG, como se conoce en la literatura). Esto con el fin de tener un sistema en el que el fluido de trabajo sea el agua y no un aceite sintético, simplificando el sistema y reduciendo costos en los aceites, el intercambiador de calor y los sistemas de almacenamiento de calor, aunque requiera de una tubería más espesa que pueda soportar las presiones de operación.

### **4.1 GENERALIDADES DE EBSILON® PROFESSIONAL**

EBSILON® Professional es un software que ofrece soluciones para ingeniería de plantas y procesos. Puede ser utilizado para:

1. Ingeniería.
2. Adquisición.
3. Planificación.

Puede ser usado para cualquier tipo de plantas de generación y otros procesos termodinámicos.

Permite realizar un cálculo y balance de:

- Partes individuales y componentes.
- Grupos de componentes.
- Subsistemas.
- Sistemas completos.

Sin importar que las partes o los componentes conformen un sistema abierto o cerrado.

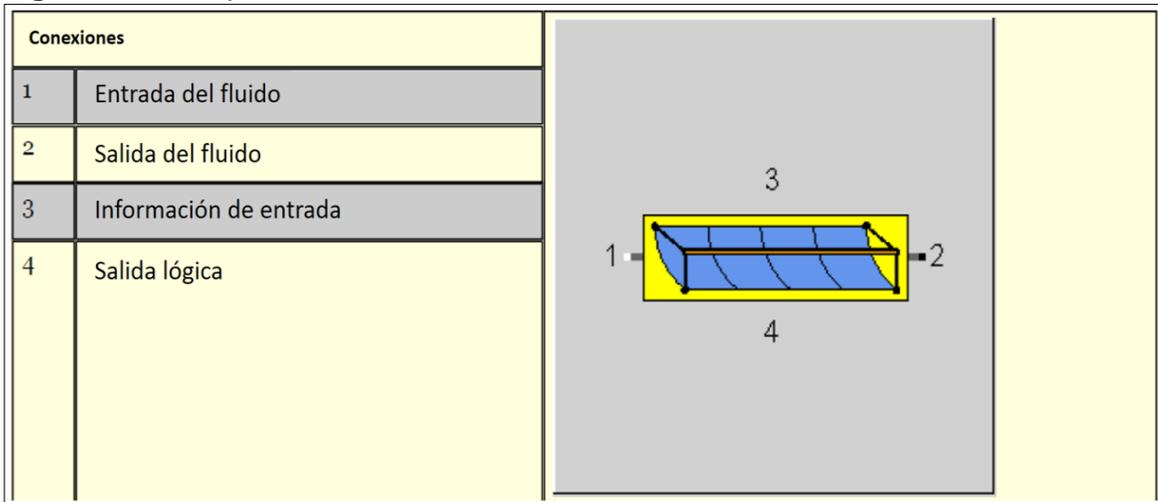
EBSILON®Professional es un software desarrollado por la empresa Alemana STEAG Energy Services GmbH y en cooperación con el Centro Aeroespacial Alemán (DLR) crearon uno de los módulos del software: EBSOLAR,

específicamente para modelar el desempeño de procesos y sistemas de energía solar térmica.

**4.1.1 Generalidades de EBSOLAR.** EBSOLAR contiene varios componentes para modelar un sistema de energía solar térmica. Los componentes 113 al 118 de la librería solar, permiten al modelo simular los Reflectores Fresnel y los Cilindros Parabólicos. Los componentes 120 y 121 permiten modelar un campo de helióstatos y la Torre Solar.

Este software considera los modelos matemáticos y físicos mencionados anteriormente y tiene en cuenta todos los parámetros mencionados para tener una aproximación real del desempeño de las tecnologías de energía solar térmica.

**Figura 49.** Componente 113: Colector solar de concentración lineal.



**Fuente:** EBSILON® Professional. Modificado por los autores.

La **Figura 49** presenta las de un componente de energía solar térmica de concentración lineal. La descripción de este componente aplica tanto para los Cilindros Parabólicos como para los Reflectores Fresnel. Para los sistemas más comunes (por ejemplo: PT Eurotough, PT LS-2, PT IST, para Cilindros Parabólicos y LF MIROXX en el caso de Reflectores Fresnel), los datos de las diferentes características de las tecnologías se encuentran almacenadas en la base de datos.

Los modelos calculan el balance de energía de la radiación solar incidente aprovechada por el absorbedor y luego por el agua que es evaporada. Asimismo, EBSOLAR contempla el comportamiento termodinámico de los sistemas, el cálculo de las pérdidas de presión y correlaciones empíricas para flujo bifásico y de una sola fase

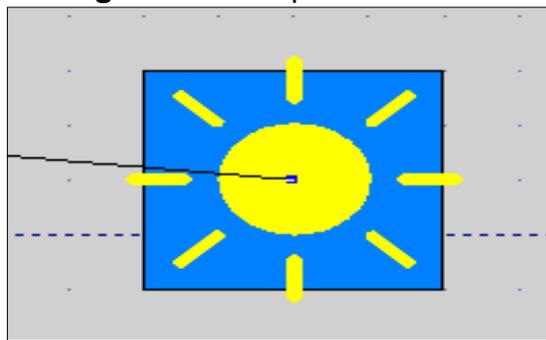
La información de la energía solar y del ambiente se introducen en el componente 117 que es el sol.

## 4.2 PROGRAMACIÓN DEL MODELO EN EBSOLAR DE EBSILON® PROFESSIONAL

A continuación se describen los diferentes componentes para la programación del modelo en Ebsolar de EBSILON® Professional. Las figuras y la información que se muestra son una ilustración de cómo se ven los componentes del modelo en el software y las diferentes variables que contempla.

**4.2.1 Componente solar.** El primer paso para programar el modelo en EBSOLAR es insertar el componente 117 que corresponde al sol.

**Figura 50.** Componente Solar.



**Fuente:** EBSILON® Professional.

En la **Figura 50** se aprecia el ícono del sol en el que hay que introducir los valores de entrada correspondientes como:

- DNI: Radiación Normal Directa en  $W/m^2$ .
- LONG: Longitud del lugar en grados.
- LATI: Latitud del lugar en grados.
- ALTITUDE: Altitud en metros.
- DATETIME: Fecha y hora de la radiación solar en la que se desea correr la simulación.

## 4.3 VALORES DE ENTRADA PARA LA SIMULACIÓN

Para realizar la simulación y conocer el desempeño de los Reflectores Fresnel y de los Cilindros Parabólicos, se deben ingresar los valores de entrada.

El primer paso para programar y simular el modelo en EBSOLAR es insertar el componente 117 que corresponde al sol.

**Figura 51.** Datos de entrada del sol.

DNI	791.000	W/m <sup>2</sup>
LONG	-74.612	°
LATI	6.032	°
ALTITUDE	145.000	m
DATE TIME	2010-06-21 12:00:00	



En la **Figura 53** se aprecia el sol con los valores que se deben poner en la simulación. A continuación se resumen los valores de entrada; se asume un valor de  $791 \text{ W/m}^2$  de DNI a manera de ejemplo, pues es la radiación solar promedio. Los valores corresponden en su orden correspondiente a:

- DNI: Radiación Normal Directa en  $\text{W/m}^2$ ,  **$791 \text{ W/m}^2$**
- LONG: Longitud del lugar en grados,  **$-74.612^\circ$**
- LATI: Latitud del lugar en grados,  **$6.032^\circ$**
- ALTITUDE: Altitud en metros,  **$145 \text{ m}$**
- DATE TIME: Fecha y hora de la radiación solar en la que se desea correr la simulación, en este caso se puede tomar cualquier fecha. Se tomó la hora como las 12:00 m..

**Tabla 22.** Valores de entrada y su definición.

<b>Tipo de Proceso - FPROC</b>	Se selecciona el tipo de procesos que se desea modelar. En este caso se desea modelar Pre calentamiento y evaporación del agua.
<b>Modo de Cálculo - FSPEC</b>	Se selecciona el tipo de variable de salida que se desea obtener. En este caso Se tiene el flujo másico de entrada y se desea conocer la calidad de vapor de salida.
<b>Tipo de Set de Colectores - COLSET</b>	Se selecciona el tipo de Set de Colectores. Se escoge entre algunos sets que se encuentran en el mercado.
<b>Tipo de Colector - FTYPE</b>	Se selecciona si se desea trabajar con Reflectores Fresnel o Cilindros Parabólicos.
<b>Longitud de Colector - LENGHT</b>	Se especifica la longitud del colector.
<b>Apertura del Colector - AWIDTH</b>	Se especifica la apertura aerial del colector.
<b>Factor de Concentración - NRATIO</b>	La relación entre el área del colector y el área del absorbedor.
<b>Distancia Focal - LFOCAL</b>	La distancia entre el colector y el absorbedor.
<b>Espaciamiento del Colector - ROWDIST</b>	Distancia entre cada colector.
<b>Número de Colectores (opcional) - NCOLL</b>	Se especifica la cantidad de colectores.
<b>Pico de Eficiencia Óptica - FOPT0</b>	La eficiencia máxima de la radiación reflejada por los colectores.
<b>Factor de Claridad del Espejo - CLEANI</b>	Que tanto refleja la superficie del colector.
<b>Disponibilidad de Campo (opcional) - AVAIL</b>	En caso de que se tenga que reducir el área del campo solar con el tiempo.
<b>Modelo de Sombra - CORSHAD</b>	El efecto de sombra que se produce cuando el sol se encuentra en el horizonte y los colectores se encuentran en paralelo, generando una sombra en los demás colectores.
<b>Consideraciones de efectos y pérdidas ópticas - FELOSS</b>	
<b>Factor de Péridas Ópticas - CORELOS</b>	
<b>Factor de Ganancias Ópticas - COREGAI</b>	Alguna fracción de la radiación normal directa que no llega al absorbedor (pérdidas) o cuando las pérdidas ópticas de otro colector se reflejan en un absorbedor.
<b>Cálculo del Factor de Corrección por Impacto del Viento - FWIND</b>	Es un modelo de cálculo para determinar la eficiencia óptica y como se ve afectada por el viento.
<b>Factor Impacto del Viento - CORWIND</b>	Se refiere a qué tanto se ve afectada la eficiencia del sistema por el paso del viento sobre los colectores.

**Fuente:** Ebsilon@Professional. Modificada por los autores.

En la **Tabla 22** se explican las diferentes variables que definen el desempeño de las tecnologías solares. Cada variable va a tener un rol fundamental en la eficiencia del sistema y en la determinación de la información deseada para el proyecto:

- **La calidad de vapor de salida.**
- **El número de colectores necesarios.**

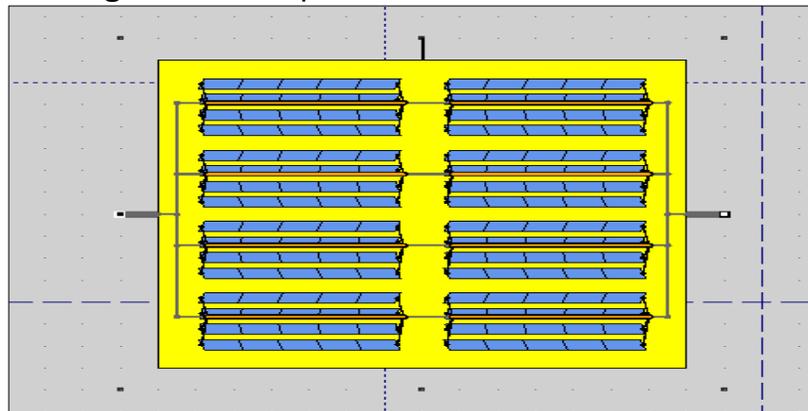
- **El área neta del campo solar.**

A continuación se especifican los valores de entrada para la simulación de los Reflectores Fresnel y los Cilindros Parabólicos.

**4.3.1 El Campo Solar.** El segundo paso para realizar la simulación es escoger el campo solar. Esto se refiere a escoger el tipo de tecnología solar térmica y el modelo de la tecnología. Cada modelo viene con una base de datos que contiene las características técnicas que van a definir su desempeño.

#### 4.3.1.1 Campo Solar Reflectores Fresnel.

**Figura 52.** Campo solar de Reflectores Fresnel.



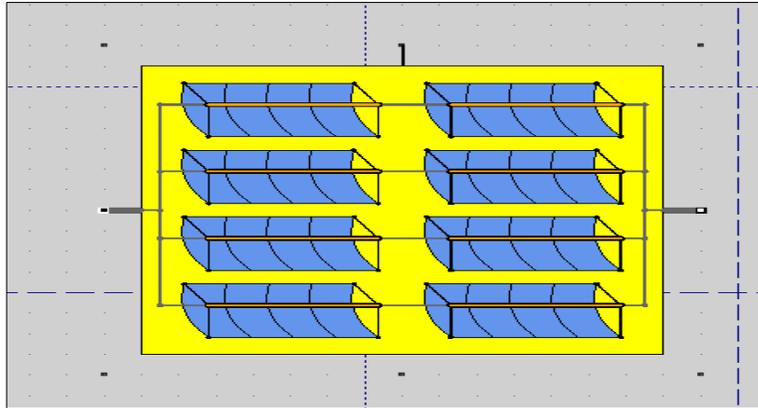
**Fuente:** EBSILON® Professional.

En la **Figura 51** se aprecia la interfaz gráfica de un campo solar de Reflectores Fresnel. Este componente puede modelar el desempeño de esta tecnología dependiendo del tipo de sets que se escojan. EBSOLAR ofrece cuatro tipos de Reflectores Fresnel y contiene una base de datos con sus características técnicas. Los tipos de Reflectores Fresnel disponibles son:

- **LF MIRROXX (2009)**
- **LF NOVATEC – NOVA 1**
- **LF SPG -Fresdemo**
- **LF SPG Type 3**

**4.3.1.2 Campo Solar Cilindros Parabólicos.** El otro tipo de Campo Solar que se puede modelar con EBSOLAR es el campo con Cilindros Parabólicos.

**Figura 53.** Campo solar de Cilindros Parabólicos.



**Fuente:** EBSILON® Professional.

En la **Figura 52** se aprecia la interfaz gráfica de un campo solar de Cilindros Parabólicos. Este componente puede modelar el desempeño de esta tecnología dependiendo del tipo de sets que se escojan. EBSOLAR ofrece cuatro tipos de Cilindros Parabólicos y contiene una base de datos con sus características técnicas.

Los tipos de Cilindros Parabólicos disponibles en la librería de EBSOLAR son:

- **PT Class Eurotrough**
- **PT Class Eurotrough 2**
- **PT Class IST**
- **PT Class LS-2**

Para efectos de la simulación y del análisis de resultados se van a simular dos modelos de Reflectores Fresnel y dos modelos de Cilindros Parabólicos que son los siguientes.

- **LF MIRROXX (2009)**
- **LF NOVATEC – NOVA 1**
- **PT Class Eurotrough 2**
- **PT Class LS-2**

**4.3.1.3 Valores de entrada para la simulación de Reflectores Fresnel.**

**Figura 54.** Valores de entrada LF MIRROXX #1.

FPROC	Pre-heating and evaporation : 1	▼
FSPEC	Mass flow given, Calculation of ou	▼
COLSET	LF MIRROXX	▼
FTYPE	Linear fresnel : 1	▼
LENGTH	65	m ▼
AWIDTH	7.5	m ▼
NRATIO	0.7199	- ▼
LFOCAL	4	m ▼
ROWDIST		
CDIST	0	m ▼
CAZIM		
CSLOP		
NCOLL	1	

**Figura 55.** Valores de entrada LF MIRROXX #2.

FOPT0	0.635	- ▼
CLEANI	1	- ▼
AVAIL	1	- ▼
CORSHAD	1	- ▼
FELOSS	Endlosses not considered : 0	▼
CORELOS		
COREGAI		
FWIND	Specification value CORWIND : 0	▼
CORWIND	1	- ▼

**Figura 56.** Valores de entrada LF NOVATEC – NOVA 1 #1.

FPROC	Pre-heating and evaporation : 1	▼
FSPEC	Mass flow given, Calculation of ou	▼
COLSET	LF NOVATEC - NOVA 1	▼
FTYPE	Linear fresnel : 1	▼
LENGTH	44.8	m ▼
AWIDTH	16.56	m ▼
NRATIO	0.692	- ▼
LFOCAL	7.4	m ▼
ROWDIST		
CDIST	0	m ▼
CAZIM		
CSLOP		
NCOLL	1	

**Figura 57.** Valores de entrada LF NOVATEC – NOVA 1 #2.

FOPT0	0.67	- ▼
CLEANI	1	- ▼
AVAIL	1	- ▼
CORSHAD	1	- ▼
FELOSS	Endlosses not considered : 0	▼
CORELOS		
COREGAI		
FWIND	Specification value CORWIND : 0	▼
CORWIND	1	- ▼

En la **Figura 54**, **Figura 55**, **Figura 56** y en la **Figura 57** se observa la especificación de los valores de entrada para la tecnología LF MIRROXX y LF NOVATEC NOVA - 1. Estos valores corresponden a la explicación en la **Tabla 22**.

Los valores que son igual a 1 o 0 se especifican para que EBSOLAR realice la simulación del modelo de acuerdo a las librerías que se encuentran en su base de datos.

#### 4.2.2.2. Valores de entrada para la simulación de Cilindros Parabólicos.

**Figura 58.** Valores de entrada PT Eurotrough 2 #1.

FPROC	<input type="text" value="Pre-heating and evaporation : 1"/>	▼
FSPEC	<input type="text" value="Mass flow given, Calculation of ou"/>	▼
COLSET	<input type="text" value="PT Eurotrough 2"/>	▼
FTYPE	<input type="text" value="Parabolic trough : 0"/>	▼
LENGTH	<input type="text" value="150"/>	<input type="text" value="m"/> ▼
AWIDTH	<input type="text" value="5.76"/>	<input type="text" value="m"/> ▼
NRATIO	<input type="text" value="0.9461"/>	<input type="text" value="-"/> ▼
LFOCAL	<input type="text" value="1.71"/>	<input type="text" value="m"/> ▼
ROWDIST	<input type="text" value="17.28"/>	<input type="text" value="m"/> ▼
CDIST	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="m"/> ▼
CAZIM		
CSLOP		
NCOLL	<input type="text" value="1"/>	

**Figura 59.** Valores de entrada PT Eurotrough 2 #1.

FOPT0	<input type="text" value="0.75"/>	<input type="text" value="-"/> ▼
CLEANI	<input type="text" value="1"/>	<input type="text" value="-"/> ▼
AVAIL	<input type="text" value="1"/>	<input type="text" value="-"/> ▼
CORSHAD	<input type="text" value="1"/>	<input type="text" value="-"/> ▼
FELOSS	<input type="text" value="Endlosses not considered : 0"/>	▼
CORELOS		
COREGAI		
FWIND	<input type="text" value="Specification value CORWIND : 0"/>	▼
CORWIND	<input type="text" value="1"/>	<input type="text" value="-"/> ▼

**Figura 60.** Valores de entrada PT LS- 2 #1.

FPROC	Pre-heating and evaporation : 1	▼
FSPEC	Mass flow given, Calculation of ou	▼
COLSET	PT LS-2	▼
FTYPE	Parabolic trouqh : 0	▼
LENGTH	47.1	m ▼
AWIDTH	5	m ▼
NRATIO	1	- ▼
LFOCAL	8.25	m ▼
ROWDIST	15	m ▼
CDIST	0	m ▼
CAZIM		
CSLOP		
NCOLL	1	

**Figura 61.** Valores de entrada PT LS- 2 #1.

FOPT0	0.733	- ▼
CLEANI	1	- ▼
AVAIL	1	- ▼
CORSHAD	1	- ▼
FELOSS	Endlosses not considered : 0	▼
CORELOS		
COREGAI		
FWIND	Specification value CORWIND : 0	▼
CORWIND	1	- ▼

En la **Figura 58**, **Figura 59**, **Figura 60** y en la **Figura 61** se observa la especificación de los valores de entrada para la tecnología PT Eurotrough 2 y PT LS-2. Los valores que son igual a 1 o 0 se especifican para que EBSOLAR realice la simulación del modelo de acuerdo a las librerías que se encuentran en su base de datos.

#### 4.4 CORRIDA DEL MODELO

Se va a tomar el mismo flujo másico que se tiene en el generador a gas que es equivalente a 9,5 kg/s, pero también se va a correr el modelo con un flujo másico de 7,5 kg/s y con un flujo másico variable para explicar el desempeño de las tecnologías bajo diferentes condiciones.

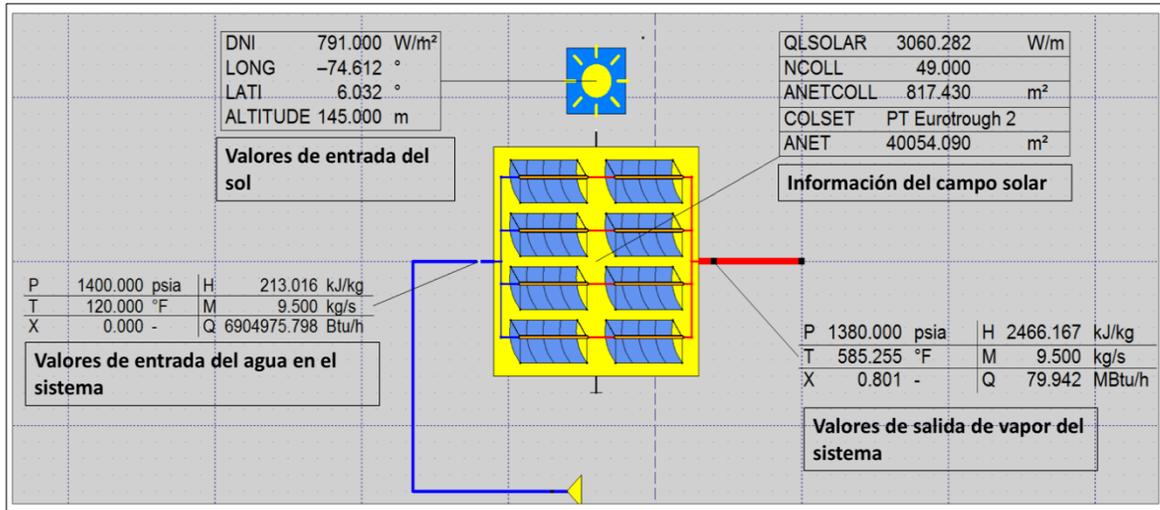
Luego de haber programado el modelo y definido los valores de entrada para a simulación, se debe simular para tener información del desempeño de las tecnologías.

**Tabla 23.** Variables operacionales de entrada.

<b>Presión (psia)</b>	<b>1400</b>
<b>Temperatura del agua (°F)</b>	<b>120</b>
<b>Longitud (°)</b>	<b>-74.612</b>
<b>Latitud (°)</b>	<b>6.032</b>
<b>Altitud (m)</b>	<b>145</b>

En la **Tabla 23**, se resumen las diferentes variables operacionales que tendrán en común todas las simulaciones de todos los modelos de cada tecnología de energía solar térmica. Se asume una pérdida de presión en todos los sistemas equivalente a 20 psia. Estas variables operacionales son las mismas que se encuentran en el campo de estudio para la generación de vapor para inyección con un generador a gas. Sin embargo, se debe hacer la aclaración de que en algunos pozos (en algunas arenas) se inyecta a unas presiones inferiores de 1000, 1100 y 1200 psi y a menores tasas de inyección.

**Figura 62.** Ejemplo de diseño y resultados de una simulación.



En la **Figura 62** se aprecian los diferentes componentes del diseño del campo solar. Por un lado, se aprecia la línea azul de entrada del agua con diferentes características de presión, temperatura, entalpía, flujo másico y calor. Por otro lado, se observa el componente del sol con sus respectivos valores y abajo se encuentra el campo solar con el tipo de tecnología y los valores de salida. También, la línea roja de salida indica los valores de salida del sistema como la temperatura, la entalpía, la presión, el calor y la calidad de vapor.

#### 4.5 TABLAS RESUMEN DE LOS RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES

A continuación, se resumen los diferentes resultados de las simulaciones de los Reflectores Fresnel y de los Cilindros Parabólicos. Se resumen en una tabla donde se indica el modelo de la tecnología, el flujo másico que se tomó para la simulación, diferentes valores de DNI (del más malo al más bueno), los resultados de la calidad de vapor de salida del sistema, la caída de presión en el sistema, los resultados del número de colectores y del área neta del campo solar.

Se realizan simulaciones con diferentes tecnologías y diferentes flujos másicos para mostrar las diferencias de seleccionar una tecnología entre otra o un modelo entre otro y para mostrar los cambios en la calidad de vapor con el cambio del flujo másico para un mismo valor de DNI.

**4.5.1 Resultados de la simulación de los Reflectores Fresnel.** Como se mencionó anteriormente, se seleccionaron los modelos de LF MIROXX y de LF NOVATEC-NOVA 1 para realizar las simulaciones.

**4.5.1.1 Resultados LF MIROXX.** Los resultados de la **Tabla 24** y la **Tabla 25** muestran que con 150 colectores que ocupan un área de 52642,688 metros cuadrados es posible generar vapor a una calidad hasta del 100%.

Es posible observar en la **Tabla 24** que con una radiación de  $500 \text{ W/m}^2$  se tiene una calidad de vapor del 0%, es decir que el fluido de salida no se encuentra saturado, por lo que no se estaría generando vapor para inyección. En la **Tabla 25** se puede observar que como una radiación de  $400 \text{ W/m}^2$  se tiene una calidad de vapor de 0%, por lo que tampoco es ideal para inyectar.

**Tabla 24.** Resultados LF MIROXX con un flujo másico de 9.5 kg/s.

DNI (W/m2)	Flujo másico (kg/s)	Presión (psia)	Calidad de vapor (%)	Numero de colectores	Área neta del campo solar (m2)
300	9.5	1380	0	150	52642.688
400	9.5	1380	0	150	52642.688
500	9.5	1380	12.9	150	52642.688
600	9.5	1380	35.7	150	52642.688
700	9.5	1380	58.4	150	52642.688
800	9.5	1380	81.2	150	52642.688
900	9.5	1380	100	150	52642.688
1000	9.5	1380	100	150	52642.688
1100	9.5	1380	100	150	52642.688
1200	9.5	1380	100	150	52642.688

**Tabla 25.** Resultados LF MIROXX con un flujo másico de 7.5 kg/s.

DNI (W/m2)	Flujo másico (kg/s)	Presión (psia)	Calidad de vapor (%)	Numero de colectores	Área neta del campo solar (m2)
300	7.5	1380	0	150	52642.688
400	7.5	1380	10.8	150	52642.688
500	7.5	1380	39.6	150	52642.688
600	7.5	1380	68.94	150	52642.688
700	7.5	1380	97.2	150	52642.688
800	7.5	1380	100	150	52642.688
900	7.5	1380	100	150	52642.688
1000	7.5	1380	100	150	52642.688
1100	7.5	1380	100	150	52642.688
1200	7.5	1380	100	150	52642.688

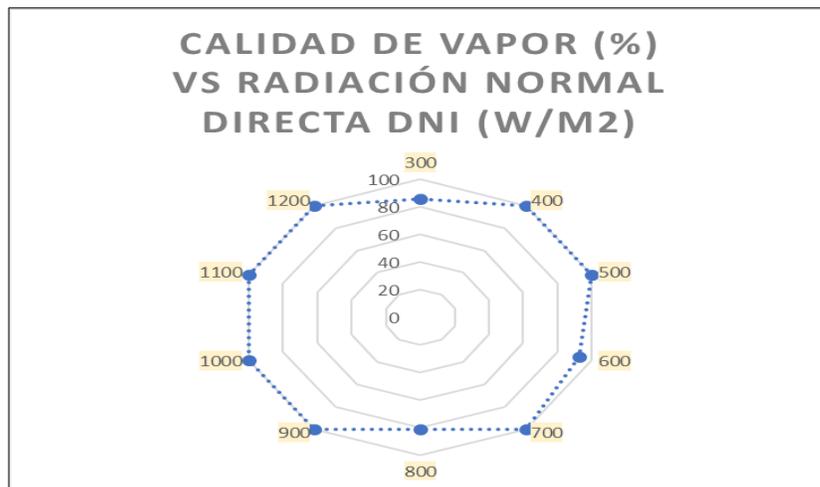
Como se observa en la **Gráfica 7**, en los días malos no se va a obtener una radiación tan buena, por lo que la calidad de vapor de agua no va a ser la deseada.

Por eso, es necesario establecer unos flujos para que la calidad de vapor se mantenga entre el 70% y el 100%.

**Tabla 26.** Resultados LF MIROXX con un flujo másico variable.

DNI (W/m2)	Flujo másico (kg/s)	Presión (psia)	Calidad de vapor (%)	Numero de colectores	Área neta del campo solar (m2)
300	3	1380	85.7	150	52642.688
400	3.5	1380	100	150	52642.688
500	5	1380	100	150	52642.688
600	6.5	1380	92.4	150	52642.688
700	7.5	1380	100	150	52642.688
800	9.5	1380	81.2	150	52642.688
900	9.5	1380	100	150	52642.688
1000	9.5	1380	100	150	52642.688
1100	9.5	1380	100	150	52642.688
1200	9.5	1380	100	150	52642.688

**Figura 63.** Ilustración LF MIROXX condiciones de operación: calidad de vapor vs radiación normal directa.



En la **Tabla 26** se establecen diferentes flujos para diferentes valores de radiación normal directa. La **Figura 63**, sirve para visualizar que a diferentes valores de radiación normal directa con los flujos establecidos en la **Tabla 26**, se puede asegurar una calidad de vapor entre el 80% y el 100%.

**4.5.1.2 Resultados LF NOVATEC – NOVA 1.** Los resultados de la **Tabla 27** y la **Tabla 28** muestran que con 150 colectores que ocupan un área de 77007,974 metros cuadrados, se puede generar vapor de una calidad de hasta el 100%.

Sin embargo, se ve en la **Tabla 27** que con una radiación de  $300 \text{ W/m}^2$  se tiene una calidad de vapor del 0%, es decir que el fluido de salida no se encuentra saturado, por lo que no se estaría generando vapor para inyección. En la **Tabla 28** se puede observar que como una radiación de  $300 \text{ W/m}^2$  se tiene una calidad de vapor de 21.7%.

**Tabla 27.** Resultados LF NOVATEC – NOVA 1 con un flujo másico de 9.5 kg/s.

DNI (W/m2)	Flujo másico (kg/s)	Presión (psia)	Calidad de vapor (%)	Numero de colectores	Área neta del campo solar (m2)
300	9.5	1380	0	150	77007.974
400	9.5	1380	34.5	150	77007.974
500	9.5	1380	70.2	150	77007.974
600	9.5	1380	100	150	77007.974
700	9.5	1380	100	150	77007.974
800	9.5	1380	100	150	77007.974
900	9.5	1380	100	150	77007.974
1000	9.5	1380	100	150	77007.974
1100	9.5	1380	100	150	77007.974
1200	9.5	1380	100	150	77007.974

**Tabla 28.** Resultados LF NOVATEC – NOVA 1 con un flujo másico de 7.5 kg/s.

DNI (W/m2)	Flujo másico (kg/s)	Presión (psia)	Calidad de vapor (%)	Numero de colectores	Área neta del campo solar (m2)
300	7.5	1380	21.7	150	77007.974
400	7.5	1380	66.9	150	77007.974
500	7.5	1380	100	150	77007.974
600	7.5	1380	100	150	77007.974
700	7.5	1380	100	150	77007.974
800	7.5	1380	100	150	77007.974
900	7.5	1380	100	150	77007.974
1000	7.5	1380	100	150	77007.974
1100	7.5	1380	100	150	77007.974
1200	7.5	1380	100	150	77007.974

Como se observa en la **Figura 34**, en los días malos no se va a obtener una radiación tan buena, por lo que la calidad de vapor de agua no va a ser la deseada.

Por eso, es necesario establecer unos flujos para que la calidad de vapor se mantenga entre el 70% y el 100%.

**Tabla 29.** Resultados LF NOVATEC – NOVA 1 con un flujo másico variable.

DNI (W/m <sup>2</sup> )	Flujo másico (kg/s)	Presión (psia)	Calidad de vapor (%)	Numero de colectores	Área neta del campo solar (m <sup>2</sup> )
300	3	1380	100	150	77007.974
400	3.5	1380	100	150	77007.974
500	4	1380	100	150	77007.974
600	7.5	1380	100	150	77007.974
700	7.5	1380	100	150	77007.974
800	9.5	1380	100	150	77007.974
900	9.5	1380	100	150	77007.974
1000	9.5	1380	100	150	77007.974
1100	9.5	1380	100	150	77007.974
1200	9.5	1380	100	150	77007.974

En la **Tabla 29** se establecen diferentes flujos para diferentes valores de radiación normal directa, todos los flujos elegidos permiten tener un desempeño en el sistema para obtener una calidad de vapor del 100%.

**4.5.2 Resultados de la simulación de los Cilindros Parabólicos.** Como se mencionó anteriormente, se seleccionaron los modelos de PT Eurotrough 2 y de PT LS-2 para realizar las simulaciones.

**4.5.2.1 Resultados PT Eurotrough 2 .**

**Tabla 30.** Resultados PT Eurotrough 2 con un flujo másico de 9.5 kg/s.

DNI (W/m2)	Flujo másico (kg/s)	Presión (psia)	Calidad de vapor (%)	Numero de colectores	Area neta del campo solar (m2)
300	9.5	1380	7.8	80	65394.432
400	9.5	1380	44.1	80	65394.432
500	9.5	1380	80.4	80	65394.432
600	9.5	1380	100	80	65394.432
700	9.5	1380	100	80	65394.432
800	9.5	1380	100	80	65394.432
900	9.5	1380	100	80	65394.432
1000	9.5	1380	100	80	65394.432
1100	9.5	1380	100	80	65394.432
1200	9.5	1380	100	80	65394.432

**Tabla 31.** Resultados PT Eurotrough 2 con un flujo másico de 7.5 kg/s.

DNI (W/m2)	Flujo másico (kg/s)	Presión (psia)	Calidad de vapor (%)	Numero de colectores	Area neta del campo solar (m2)
300	7.5	1380	33.1	80	65394.432
400	7.5	1380	79.1	80	65394.432
500	7.5	1380	100	80	65394.432
600	7.5	1380	100	80	65394.432
700	7.5	1380	100	80	65394.432
800	7.5	1380	100	80	65394.432
900	7.5	1380	100	80	65394.432
1000	7.5	1380	100	80	65394.432
1100	7.5	1380	100	80	65394.432
1200	7.5	1380	100	80	65394.432

Los resultados de la **Tabla 30** y la **Tabla 31** muestran que con 80 colectores que ocupan un área de 65394,432 metros cuadrados, se puede generar el vapor de una calidad de hasta el 100%.

Sin embargo, se ve en la **Tabla 30** que con una radiación de  $300 \text{ W/m}^2$  se tiene una calidad de vapor del 7.8%, es decir que el fluido de salida no se encuentra saturado, por lo que no se estaría generando vapor para inyección. En la **Tabla 31** se puede observar que como una radiación de  $300 \text{ W/m}^2$  se tiene una calidad de vapor de 33.1%, por lo que tampoco es ideal para inyectar.

Como se observa en la **Gráfica 7**, en los días malos no se va a obtener una radiación tan buena, por lo que la calidad de vapor de agua no va a ser la deseada.

Por eso, es necesario establecer unos flujos para que la calidad de vapor se mantenga entre el 70% y el 100%.

**Tabla 32.** Resultados PT Eurotrough 2 con un flujo másico variable.

DNI (W/m <sup>2</sup> )	Flujo másico (kg/s)	Presión (psia)	Calidad de vapor (%)	Numero de colectores	Area neta del campo solar (m <sup>2</sup> )
300	3	1380	100	80	65394.432
400	3.5	1380	100	80	65394.432
500	4	1380	100	80	65394.432
600	7.5	1380	100	80	65394.432
700	7.5	1380	100	80	65394.432
800	9.5	1380	100	80	65394.432
900	9.5	1380	100	80	65394.432
1000	9.5	1380	100	80	65394.432
1100	9.5	1380	100	80	65394.432
1200	9.5	1380	100	80	65394.432

En la **Tabla 32** se establecen diferentes flujos para diferentes valores de radiación normal directa, todos los flujos elegidos permiten tener un desempeño en el sistema para obtener una calidad de vapor del 100%.

**4.4.2.2. Resultados PT LS-2.** Los resultados de la **Tabla 33** y la **Tabla 34** muestran que con 200 colectores que ocupan un área de 47100 metros cuadrados, se puede generar el vapor de una calidad de hasta el 100%.

Sin embargo, se ve en la **Tabla 33** que con una radiación de  $300 \text{ W/m}^2$  se tiene una calidad de vapor del 0%, es decir que el fluido de salida no se encuentra saturado, por lo que no se estaría generando vapor para inyección. En la **Tabla 34** se puede observar que como una radiación de  $400 \text{ W/m}^2$  se tiene una calidad de vapor de 18.5%, por lo que tampoco es ideal para inyectar.

**Tabla 33.** Resultados PT LS- 2 con un flujo másico de 9.5 kg/s.

DNI (W/m <sup>2</sup> )	Flujo másico (kg/s)	Presión (psia)	Calidad de vapor (%)	Numero de colectores	Área neta del campo solar (m <sup>2</sup> )
300	9.5	1380	0	200	47100
400	9.5	1380	0	200	47100
500	9.5	1380	20.9	200	47100
600	9.5	1380	45.6	200	47100
700	9.5	1380	70.2	200	47100
800	9.5	1380	94.9	200	47100
900	9.5	1380	100	200	47100
1000	9.5	1380	100	200	47100
1100	9.5	1380	100	200	47100
1200	9.5	1380	100	200	47100

**Tabla 34.** Resultados PT LS- 2 con un flujo másico de 7.5 kg/s.

DNI (W/m <sup>2</sup> )	Flujo másico (kg/s)	Presión (psia)	Calidad de vapor (%)	Numero de colectores	Área neta del campo solar (m <sup>2</sup> )
300	7.5	1380	0	200	47100
400	7.5	1380	18.5	200	47100
500	7.5	1380	49.7	200	47100
600	7.5	1380	81	200	47100
700	7.5	1380	100	200	47100
800	7.5	1380	100	200	47100
900	7.5	1380	100	200	47100
1000	7.5	1380	100	200	47100
1100	7.5	1380	100	200	47100
1200	7.5	1380	100	200	47100

Como se observa en la **Gráfica 7**, en los días malos no se va a obtener una radiación tan buena, por lo que la calidad de vapor de agua no va a ser la deseada.

Por eso, es necesario establecer unos flujos para que la calidad de vapor se mantenga entre el 70% y el 100%.

**Tabla 35.** Resultados PT LS- 2 con un flujo másico variable.

DNI (W/m <sup>2</sup> )	Flujo másico (kg/s)	Presión (psia)	Calidad de vapor (%)	Numero de colectores	Área neta del campo solar (m <sup>2</sup> )
300	3	1380	98.8	200	47100
400	3.5	1380	100	200	47100
500	4	1380	100	200	47100
600	7.5	1380	100	200	47100
700	7.5	1380	94.9	200	47100
800	9.5	1380	100	200	47100
900	9.5	1380	100	200	47100
1000	9.5	1380	100	200	47100
1100	9.5	1380	100	200	47100
1200	9.5	1380	100	200	47100

En la **Tabla 35** se establecen diferentes flujos para diferentes valores de radiación normal directa, todos los flujos elegidos permiten tener un desempeño en el sistema para obtener una calidad de vapor del 100%.

**4.5.3 Área de interés y resultados de la simulación.** El análisis y la delimitación del área de interés en el capítulo 3, demostraron que existe un área de 500.000 metros cuadrados donde se puede ubicar el campo solar.

**Tabla 36.** Resumen del área del campo solar con Reflectores Fresnel y Cilindros Parabólicos.

Tecnologías	Número de colectores	Área del campo solar (m <sup>2</sup> )	Área restante aprovechable (m <sup>2</sup> )
LF MIROXX	150	52642.688	447357.312
LF NOVATEC-NOVA1	150	770077.974	422992.026
PT Eurotrough 2	80	65394.432	434605.568
PT LS-2	200	47100	452900

En la **Tabla 36** se puede observar que para todas las simulaciones existe la posibilidad de instalar el campo solar bajo esas diferentes configuraciones y es posible inclusive, instalar más colectores si se desea reemplazar más de un generador a gas.

#### 4.6 ANÁLISIS GENERAL DE RESULTADOS DEL RECOBRO MEJORADO TÉRMICO CON ENERGÍA SOLAR

Es posible evidenciar que disminuir el flujo másico, disminuye la calidad de vapor; es decir que existe una relación directamente proporcional entre calidad de vapor y flujo másico para un mismo valor de radiación normal directa. Se puede constatar que cada tecnología tiene un desempeño diferente. Por ejemplo, el PT Eurotrough 2 requiere de menos colectores que el LF MIROXX y que el PT LS-2 para generar una misma cantidad de vapor de calidad.

La calidad y cantidad de vapor dependerá de la radiación solar disponible en un momento dado del día. Este es un problema porque solo hay 10 horas de sol disponibles para generar vapor a una cantidad y con una calidad deseada. Esto significa que los Cilindros Parabólicos y los Reflectores Fresnel podrían reemplazar apenas una parte de la generación de vapor bajo esas consideraciones.

No obstante, aunque las tecnologías no pueden cubrir con toda la demanda de vapor porque solo hay 10 horas disponibles; se puede generar vapor para inyección con las tecnologías en 10 horas la misma cantidad que inyecta un generador a gas en 24 horas.

Cabe recordar que las tecnologías de energía solar térmica tienen como objetivo reducir los costos operativos del generador a gas en el campo de estudio. Los costos operativos relaciondos con el gas se pueden observar en la **Tabla 37** .

**Tabla 37.** Costos del gas en el campo de estudio.

<b>Demanda energética por generador</b>	100	MMBTU/HR
<b>Precio del gas</b>	5,7	USD/MMBTU
<b>Poder calorífico del gas</b>	11,411	MMBTU/PC
<b>Precio del gas por PC</b>	650,427	USD/PC
<b>Costo hora</b>	570	USD/Hr
<b>Costo día</b>	13.68	USD/Día
<b>Costo año</b>	4,993,200.00	USD/año

Se puede constatar de donde proviene el costo del gas en el campo de estudio que asciende a casi 5,000,000 USD al año.

En el capítulo financiero se establecerá una comparación entre el costo operativo del generador a gas (que corresponde en su mayoría a los costos asociados al consumo de gas) y el costo de las tecnologías de energía solar térmica, para poder determinar si efectivamente se trata de una solución para el problema presentado.

**4.6.1 Ejemplo de cálculo de la producción de petróleo inyectando vapor por Reflectores Fresnel y Cilindros Parabólicos.** Luego de demostrar que se puede generar vapor con energía solar térmica en el campo de estudio, es necesario analizar el modelo de simulación existente para poder determinar cuanto volúmen de petróleo se puede extraer inyectando una cantidad de vapor a cierta calidad obtenido por las tecnologías de los Cilindros Parabólicos y los Reflectores Fresnel.

El modelo de simulación existente fue desarrollado en la empresa Occidental Andina, LLC. Este modelo fue desarrollado con el software CMG®. Aunque no comprende la totalidad del yacimiento ni la cantidad total de vapor inyectado en el campo de estudio, si contiene las arenas Z01-02-03.

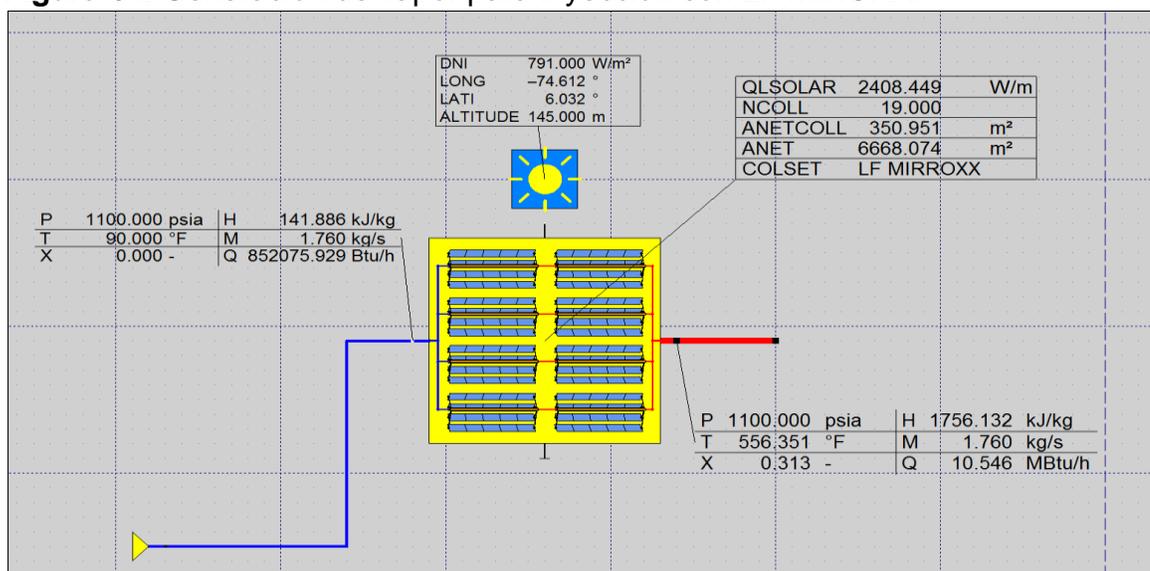
Los requerimientos para la inyección del modelo de inyección continua que se realizó se componen de la siguiente información que es la misma para las tres corridas de la simulación.

- **Temperatura del yacimiento 104 °F,**
- **Temperatura del vapor 550°F,**
- **Tasa de inyección de 2 Bls/acre\*Ft , es decir 1292 BWPD o 1,76 kg/s para las arenas Z01-02-03.**
- **Presión de inyección de 1100 psi.**

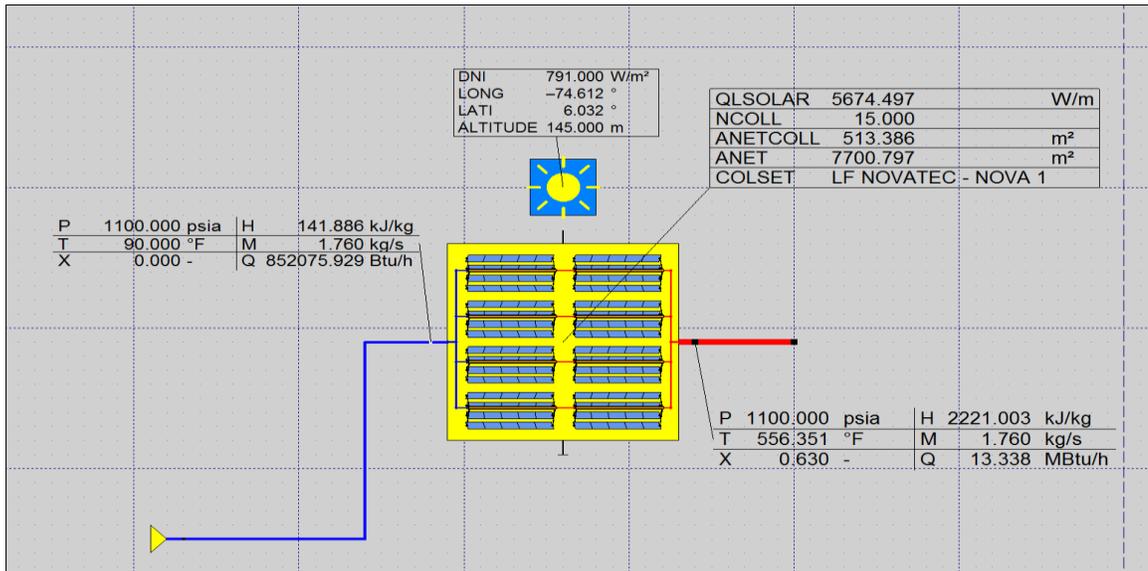
Para efectos de la simulacion no se asumen perdidas térmicas o de presion de la superficie a fondo de pozo y se asume un valor promedio de DNI de 791 W/m<sup>2</sup>.

**4.6.1.1 Ejemplo de generación de vapor para inyección con Reflectores Fresnel.**

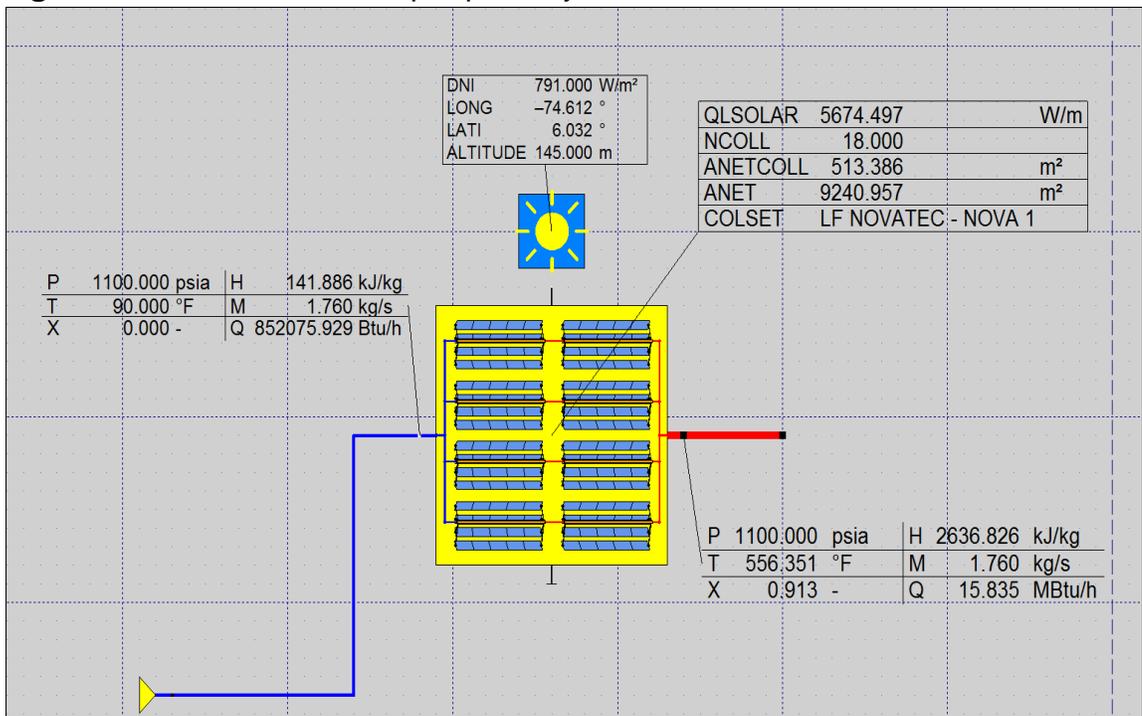
**Figura 64.** Generación de vapor para inyección con LF MIROXX.



**Figura 65.** Generación de vapor para inyección con LF NOVATEC-NOVA 1.



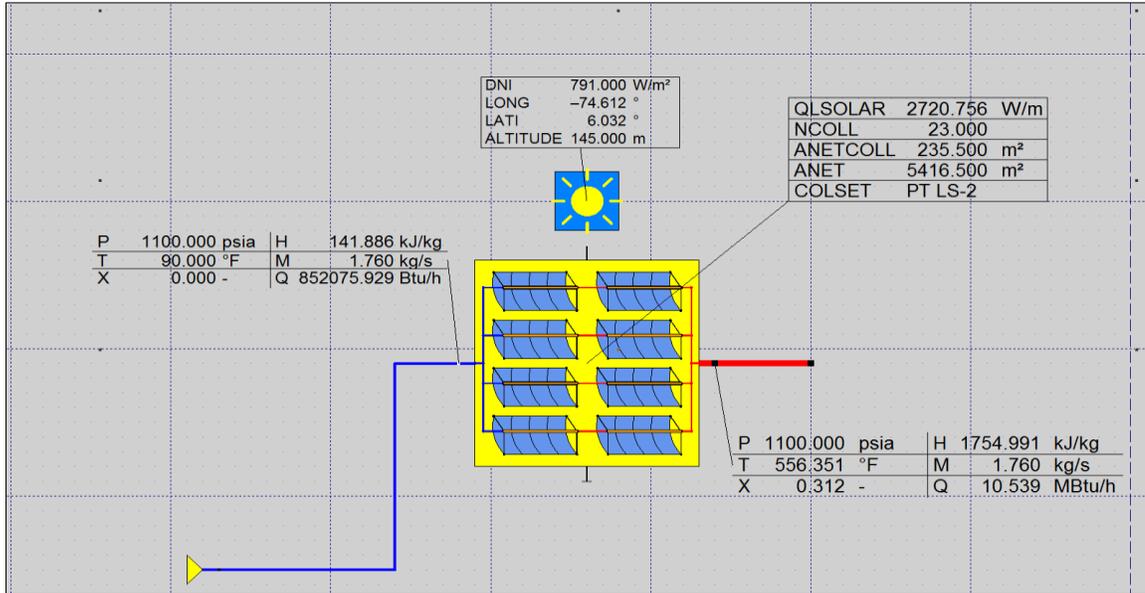
**Figura 66.** Generación de vapor para inyección con LF NOVATEC-NOVA 1.



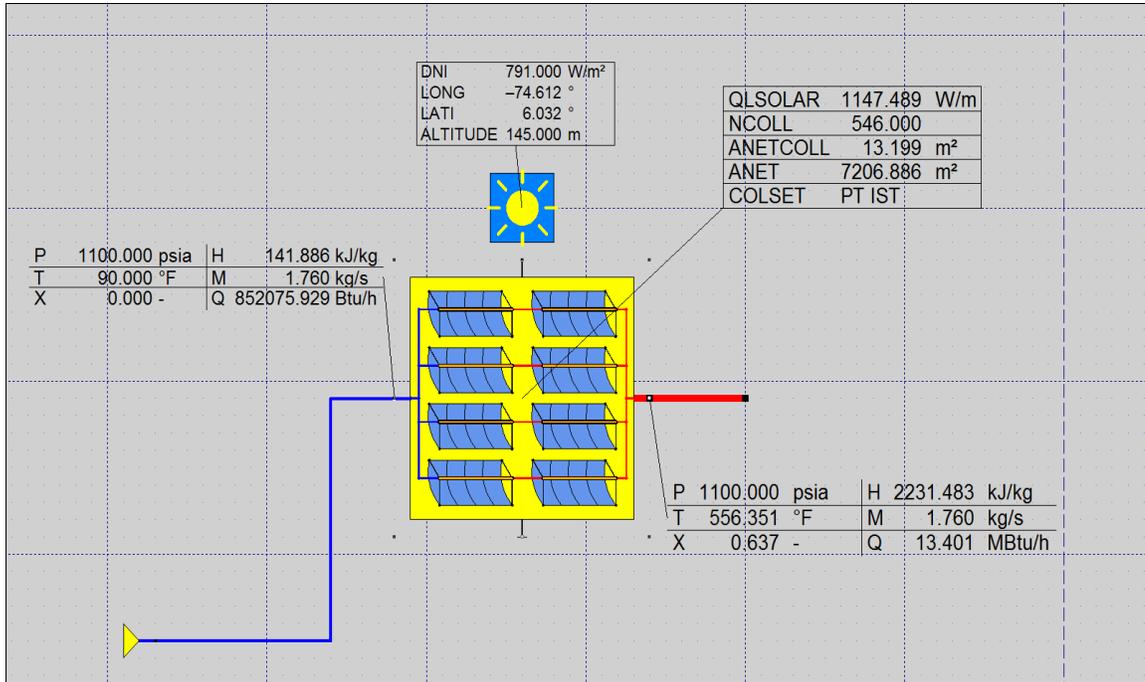
Es posible generar el vapor a las condiciones deseadas con diferentes modelos de Reflectores Fresnel. Se puede observar en la **Figura 64** que la calidad obtenida es de 31,3%, en la **Figura 65** la calidad es de 63% y en la **Figura 66** la calidad es del 91,3%; todos a una temperatura del vapor de 556,351 °F.

#### 4.6.1.2 Ejemplo de generación de vapor para inyección con Cilindros Parabólicos.

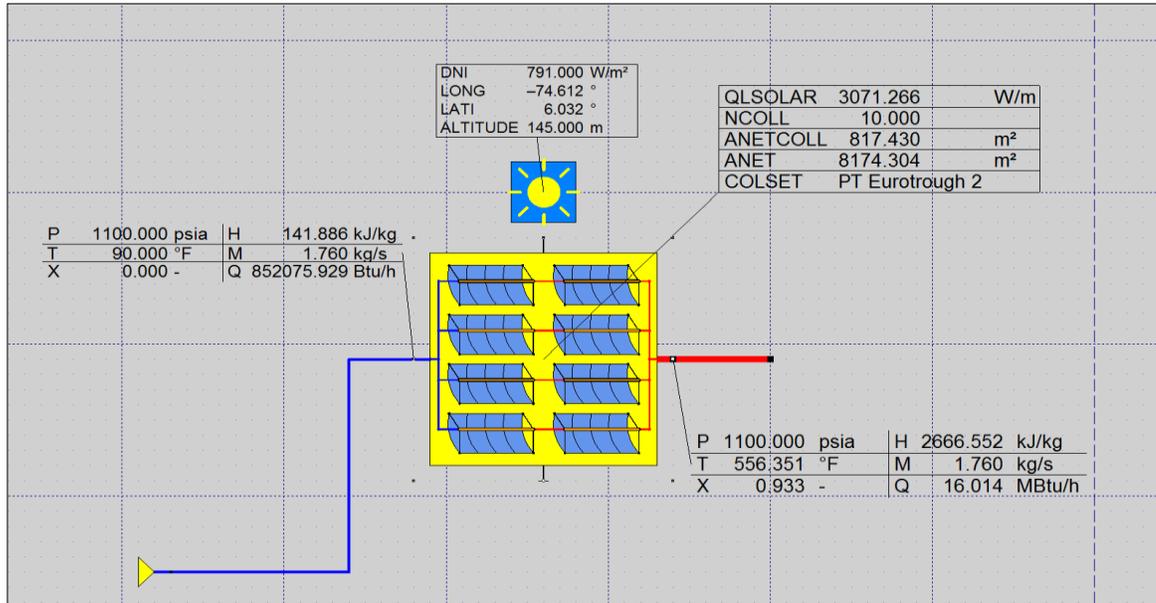
**Figura 67.** Generación de vapor para inyección con PT LS-2.



**Figura 68.** Generación de vapor para inyección con PT IST.



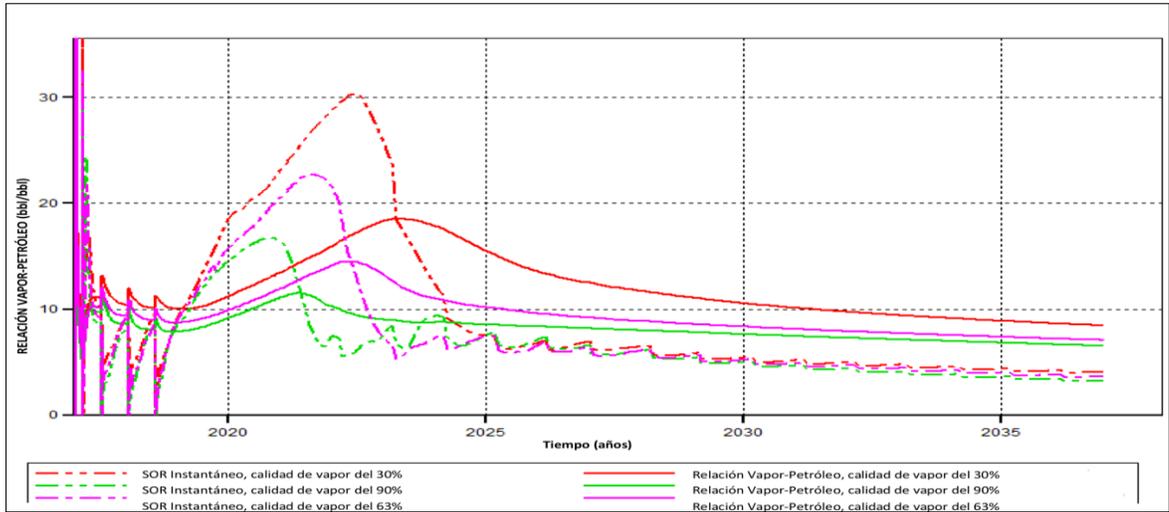
**Figura 69.** Generación de vapor para inyección con PT Eurotrough 2.



Es posible generar el vapor a las condiciones deseadas con diferentes modelos de Cilindros Parabólicos. Se puede observar en la **Figura 67** que la calidad obtenida es de 31,2%, en la **Figura 68** la calidad es de 63,7% y en la **Figura 69** la calidad es del 93,3%; todos a una temperatura del vapor de 556,351 °F.

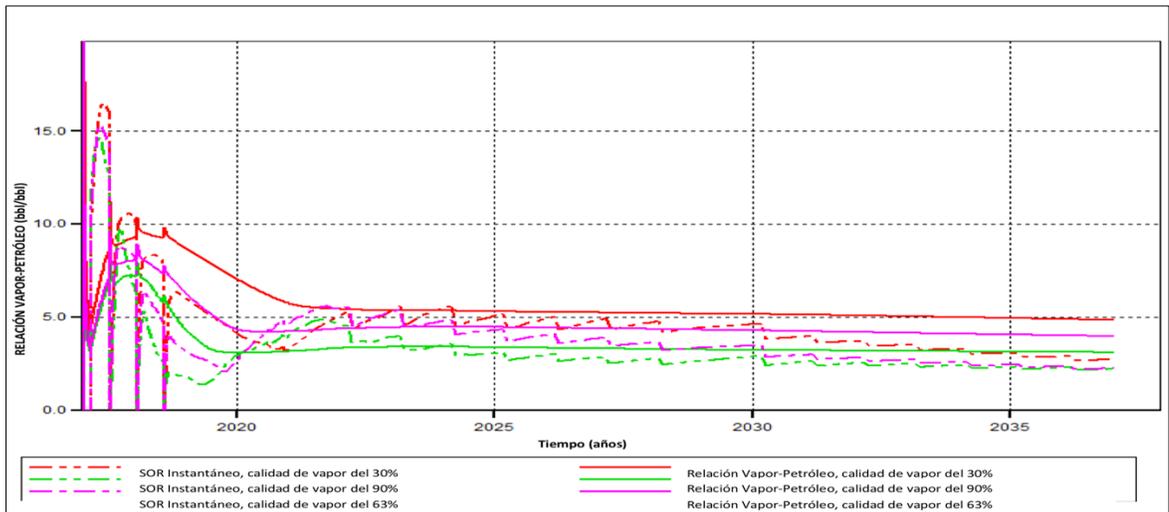
**4.6.2 Resultados del incremento en la producción por inyección de vapor en el campo de estudio.** Los valores obtenidos de calidad de vapor, así como la presión de inyección, la tasa de inyección, la cantidad del vapor y la temperatura del vapor concuerdan muy aproximadamente con los resultados obtenidos en las simulaciones del ejemplo de generación de vapor para inyección con Reflectores Fresnel y con Cilindros Parabólicos. En el modelo de CMG® se realizó un análisis de sensibilidades para la calidad del vapor de inyección del 30%, 63%, y por último del 90%; valores extremos con el objetivo de realizar una mayor comparación.

**Gráfica 8.** Relación vapor-petróleo para inyección a diferentes calidades de vapor Arena Z01.



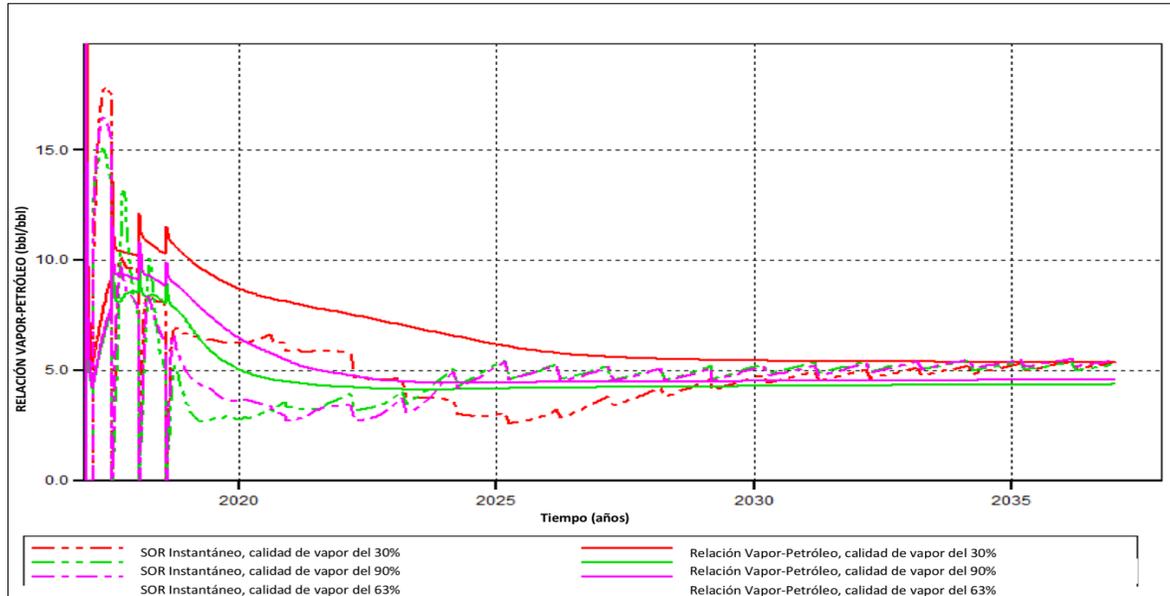
**Fuente:** Evaluación de la viabilidad técnica de la inyección de vapor en yacimientos de crudo pesado, mediante un modelo analítico. BENAVIDES NIEVES, Laura. PINILLA NAJAR, Luis Arnulfo. Modificada por los autores.

**Gráfica 9.** Relación vapor-petróleo para inyección a diferentes calidades de vapor Arena Z02.



**Fuente:** Evaluación de la viabilidad técnica de la inyección de vapor en yacimientos de crudo pesado, mediante un modelo analítico. BENAVIDES NIEVES, Laura. PINILLA NAJAR, Luis Arnulfo. Modificada por los autores.

**Gráfica 10.** Relación vapor-petróleo para inyección a diferentes calidades de vapor Arena Z03.



**Fuente:** Evaluación de la viabilidad técnica de la inyección de vapor en yacimientos de crudo pesado, mediante un modelo analítico. BENAVIDES NIEVES, Laura. PINILLA NAJAR, Luis Arnulfo. Modificada por los autores.

En términos generales, se puede observar en la **Gráfica 8**, **Gráfica 9** y **Gráfica 10** el vapor generado por los Cilindros Parabólicos y por los Reflectores Fresnel es de exactamente las mismas características del vapor generado en generadores a gas.

Se puede obtener una calidad de vapor superior al 70% con los Reflectores Fresnel y con los Cilindros Parabólicos. Se puede evidenciar que para todos los casos, la calidad mas alta de vapor inyectado genera una mayor producción de hidrocarburos pues la relación petróleo-vapor es menor (por lo que el proceso es más eficiente), por lo tanto se espera que los Reflectores Fresnel y los Cilindros Parabólicos mantengan una alta la calidad de vapor para obtener una producción optima de crudo pesado en el campo de estudio.

**4.6.3 Análisis del impacto de la intermitencia del sol en el recobro mejorado térmico con energía solar.** Se asume que inyectando en 10 horas (que es el tiempo del sol disponible) con energía solar lo que inyecta un generador a gas continuamente en 24 horas; es posible sustituir completamente el gas natural con energía solar.

Desde el punto de vista del recobro de hidrocarburos, se debe determinar que impacto en la producción puede haber inyectando en 10 horas lo que se inyecta continuamente en 24 horas, porque pudiese haber una disminución en la producción ligado a este hecho.

Un estudio realizado por Shell Technology Oman y el Sultanato de Oman, fue llevado a cabo para evaluar si había una disminución en la producción o algún inconveniente ligado a este hecho. Los autores J.N.M. van Wunnik, S. Bentouati, R. Terres, encontraron que en una simulación realizada para un periodo de 4 años, es muy poca la diferencia de la producción obtenida inyectando una cantidad de vapor durante ciertas horas e inyectando durante 24 horas.

En otras palabras, los ciclos solares o la intermitencia del sol en la generación de vapor con energía solar térmica no tiene ningún impacto negativo en el recobro de hidrocarburos (comparado con la inyección continua las 24 horas del día de un generador a gas, siempre y cuando se inyecte la misma cantidad de vapor en un periodo de tiempo)<sup>79</sup>.

Lo anterior quiere decir que se puede aumentar la tasa de inyección de vapor con los Reflectores Fresnel o con los Cilindros Parabólicos para inyectar en 10 horas lo que se inyecta en 24 y así permitir que la generación de vapor se haga completamente con energía solar térmica permitiendo sustituir un generador a gas.

**4.6.4 Análisis y consideraciones técnicas del recobro mejorado térmico con energía solar.** Aunque el recobro de hidrocarburos es dependiente de la inyección de vapor acumulada en un periodo de tiempo determinado, se deben tener en cuenta otros impactos que tiene inyectar solo durante unas horas al día.

En operaciones de recobro mejorado térmico con inyección continua de vapor, se inyecta a un valor muy cercano a la máxima capacidad de inyección de cada pozo inyector; mientras se mantienen las presiones de inyección por debajo del gradiente de fractura de la formación.

Si la inyección de vapor se detiene por unas horas todos los días, la inyección se va a ver reducida o se deben perforar nuevos pozos inyectores.

Por ejemplo:

- **Se asume que un generador a gas inyecta vapor a un pozo operando a su capacidad máxima de 1000 barriles por día de agua fría (entrada del generador a gas), equivalente a inyectar vapor al 80% de calidad y 1100 psi de presión (salida del generador a gas).**

Ahora, generando el vapor con Cilindros Parabólicos o Reflectores Fresnel:

---

<sup>79</sup> J.N.M. van Wunnik, S. Bentouati, R. Terres. The Impact of Daily and Seasonal Cycles In Solar-Generated Steam On OilRecovery, Shell Technology Oman, Muscat, Sultanate of Oman; Petroleum Development Oman, Muscat, Sultanate of Oman. 2011

- El pozo inyector todavía tiene una capacidad máxima de 1000 barriles por día de agua fría (equivalente a vapor las 24 horas del día), pero el vapor solo está disponible durante 10 horas al día (porque solo hay 10 horas de energía solar disponibles).

**Ecuación 14.** Ejercicio inyección durante 24 horas.

$$Inyección_{24 \text{ horas}} = 1000 \text{ BWPD}$$

**Ecuación 15.** Ejercicio inyección durante 10 horas.

$$Inyección_{10 \text{ horas}} = 1000 \text{ BWPD} \times \frac{10 \text{ horas}}{24 \text{ horas}} = 416,66 \text{ BWPD}$$

De acuerdo a la **Ecuación 14** y la **Ecuación 15**, el resultado es que el pozo solo es capaz de inyectar durante 10 horas un total de 416,66 BWPD de agua fría equivalente a vapor.

El hecho de que la presión del yacimiento en la boca del pozo se vaya a disipar durante las 14 horas que se cierre el pozo, es esperable que la inyección de vapor puede ser mayor a 416,66 BWPD . Se puede llegar a inyectar hasta 600 BWPD. Sin embargo, la inyección en general se verá reducida.

La única manera de sobrepasar esta limitación es incrementar el número de pozos inyectores. Incrementando el número de pozos inyectores incrementa los costos de inversión (CAPEX) y habría además que evaluar los patrones de inyección.

En resumen, la inyección de vapor por patrón será reducida, resultando en un menor recobro en un periodo de tiempo determinado.

El otro inconveniente es que detener y reiniciar la inyección de vapor todos los días afecta los equipos y disminuiría la vida útil de los mismos.

Por ejemplo:

- Cada vez que se detiene la inyección de vapor en un pozo inyector, la presión de la formación va a pasar de un valor positivo de 1000 psi de diferencial de presión del pozo a la formación a una mayor presión en la formación.
- Esa inversión del gradiente de presión que se da al detener la inyección de vapor va a resultar en que el vapor que fluye del pozo a la formación posiblemente va a fluir de la formación al pozo y posiblemente a otras formaciones con una presión más baja.

- **Ese tipo de flujo resultante afecta la integridad del pozo y lo más probable es que cause intrusión de arena al pozo.**

**4.6.5 Conclusión del análisis general de resultados.** Como la calidad y cantidad de vapor depende de la radiación solar disponible en un momento dado del día y que solo hay 10 horas de sol disponibles para generar vapor a una cantidad y con una calidad deseada y que incrementar la inyección con energía solar implica incrementar el número de pozos y esto afecta a la producción y la integridad de los pozos; significa que los Cilindros Parabólicos y los Reflectores Fresnel podrían reemplazar apenas el 41,66% (que corresponde a 10 horas de 24 horas del día) de la generación de vapor de un generador a gas bajo esas consideraciones. Por lo que la energía solar térmica no puede sustituir completamente al gas para la generación de vapor para inyección continua en el campo de estudio.

La solución técnica para implementar los Reflectores Fresnel o los Cilindros Parabólicos sería tener una inyección de vapor las 24 horas con un generador a gas para mantener la inyección de vapor (a una tasa más baja, pero manteniendo la presión y la temperatura) e inyectar una porción de vapor (que corresponde al 41,66% al día) generado con energía solar térmica.

#### **4.7 VALIDACIÓN DEL MODELO**

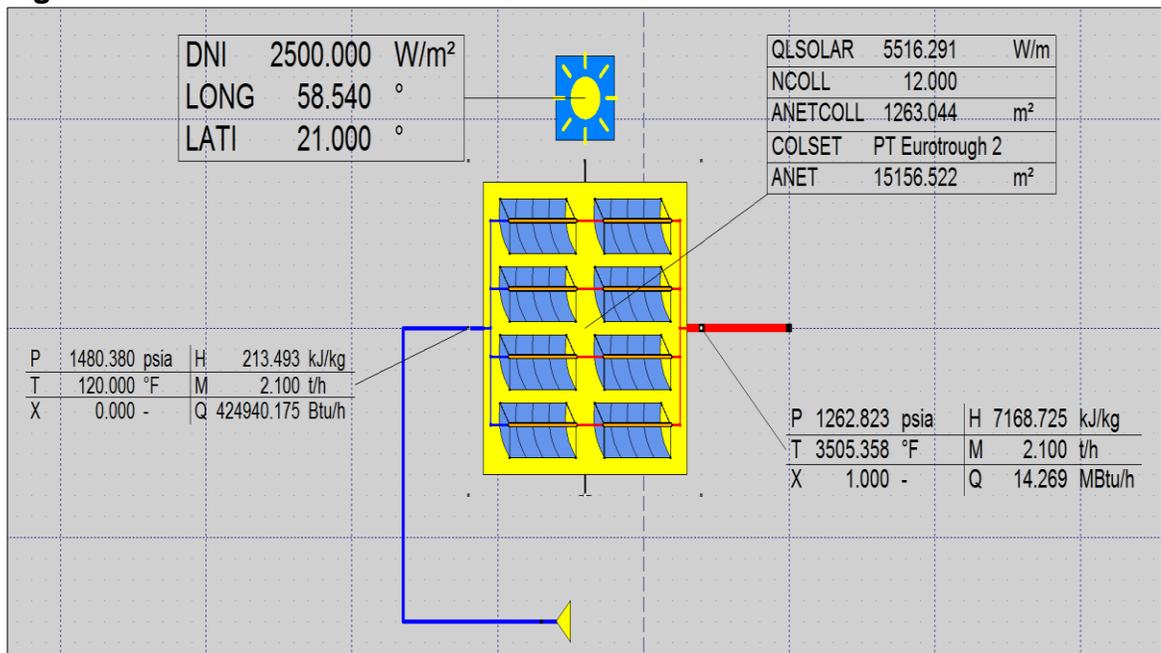
Para validar el modelo se utiliza información del proyecto de recobro mejorado térmico con energía solar realizado en Omán. El proyecto de Omán se toma como punto de referencia porque se tiene mucha información disponible, sin embargo, se debe aclarar que las condiciones medioambientales del proyecto en Omán son diferentes a las del campo de estudio. Se trata de una zona desértica, a una longitud, latitud y altitud diferente y con un DNI mucho mayor; aunque el campo de estudio tiene buena radiación solar, tiene un clima tropical con mayor humedad y vegetación.

**Tabla 38.** Variables operacionales de entrada en el proyecto de Oman.

<b>Presión (psia)</b>	<b>1450.38</b>
<b>Temperatura del agua (°F)</b>	<b>120</b>
<b>Longitud (°)</b>	<b>58.54</b>
<b>Latitud (°)</b>	<b>21</b>
<b>Altitud (m)</b>	<b>230</b>
<b>DNI en Julio (W/m2)</b>	<b>2500-3000</b>
<b>Flujo másico (ton/día)</b>	<b>50</b>

**Fuente:**[en línea]. [Citado el 21 de mayo de 2017]. Encontrado en: <http://cspworld.org/cspworldmap/petroleum-development-oman-eor-plant> y <http://www.nortonrosefulbright.com/knowledge/publications/75892/omans-renewable-energy-potential-solar-and-wind>

**Figura 70.** Resultados de la simulación.



La **Figura 70** muestra los resultados de la simulación para el caso del proyecto realizado en Oman.

Si bien no se tiene información precisa del área del lugar, se sabe que el invernadero que cubre el sistema tiene unas dimensiones de 96m x 180m, lo que equivale a 17,280 metros cuadrados; un valor muy similar a los 15,156 metros cuadrados que se obtuvieron en la simulación, teniendo en cuenta de que el invernadero considera un área mayor.

La calidad de salida del proyecto de Oman es igual al 80% y la simulación arrojó una calidad del 100% bajo las condiciones operacionales del proyecto. Esto puede darse porque la simulación no contempla variables ambientales como la cantidad de arena en el viento o la velocidad del viento y su efecto en la disminución de la radiación solar.

## 5. APLICACIÓN Y CONSIDERACIONES DE PROYECTOS DE RECOBRO MEJORADO TÉRMICO CON ENERGÍA SOLAR

### 5.1 INTEGRACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS A LAS FACILIDADES

Luego de haber probado que los Cilindros Parabólicos y que los Reflectores Fresnel pueden generar la calidad de vapor deseado para la inyección y sustituir el 41,66% de un generador a gas, se deben realizar diseños para poder integrar las tecnologías de energía solar térmica a las facilidades en superficie del campo de estudio.

Se proponen dos modelos diferentes para la integración de las tecnologías a las facilidades. Se debe hacer la aclaración de que las tecnologías de energía solar térmica cuentan con un sistema de rastreo (conocido como *tracking*) que va orientando los colectores de acuerdo a la posición del sol en un momento dado del día. Se trata de un sistema que hace incrementar la eficiencia porque se tiene un mayor aprovechamiento del sol a lo largo del día.

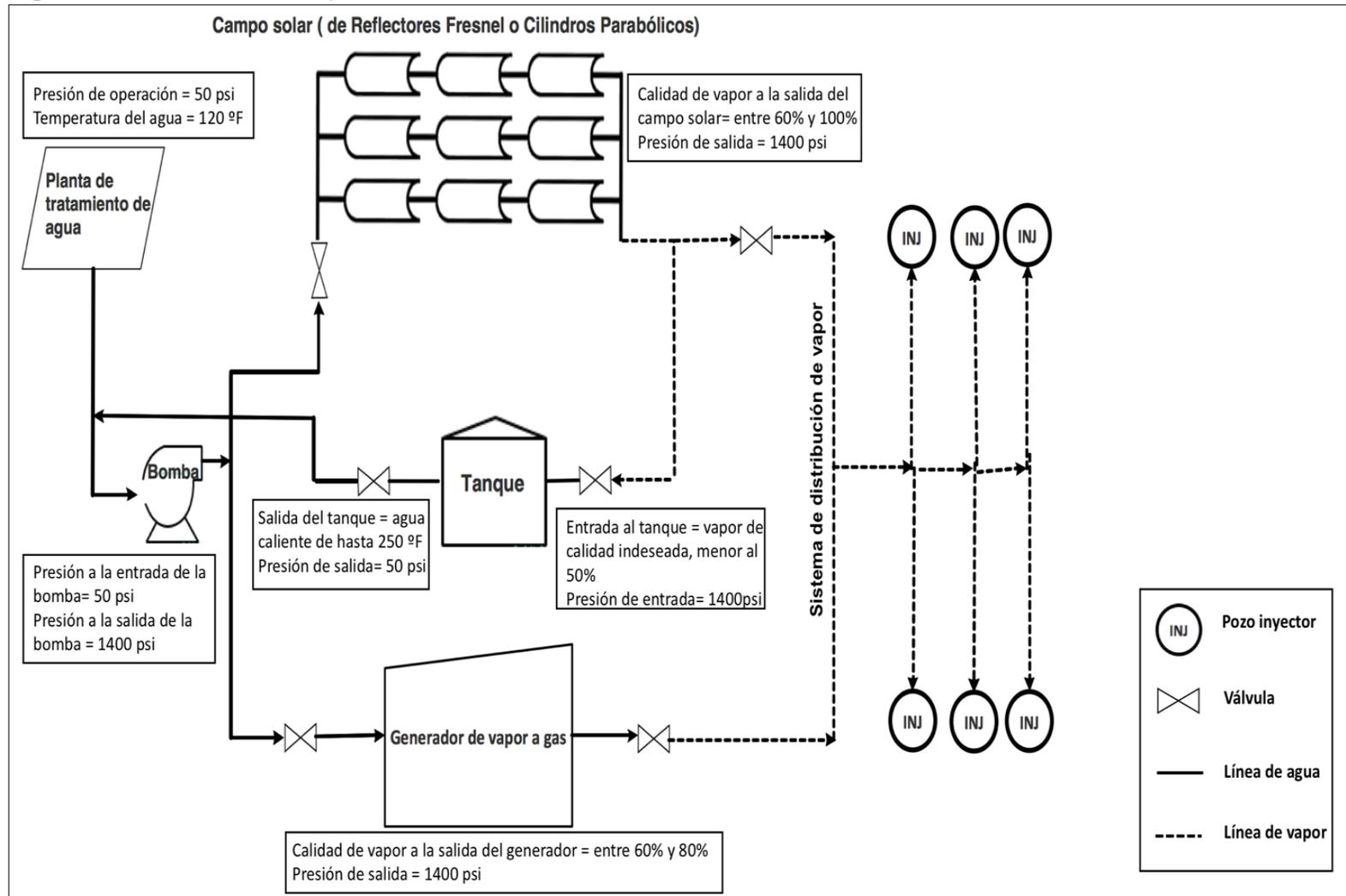
### 5.2 DISEÑO DEL CAMPO SOLAR

En la **Figura 71** se observa el primer modelo que considera la ubicación del campo solar cerca del generador a gas.

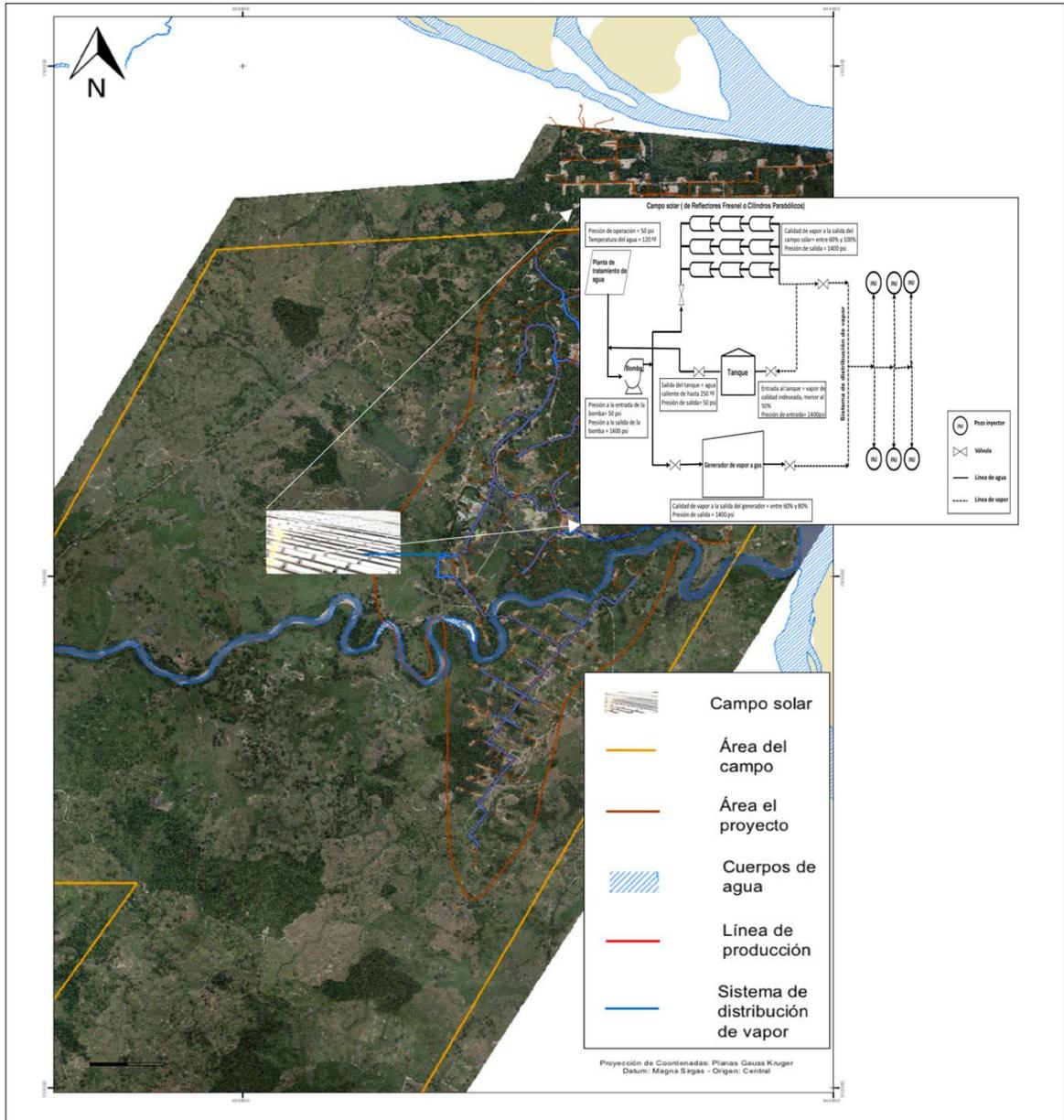
Tiene las siguientes consideraciones:

- Permite la generación directa de vapor y está conectado al sistema de distribución de vapor.
- Tiene un tanque de almacenamiento que aprovecha la energía solar colectada durante el día, permite precalentar el agua durante tiempo extendido (cuando no existe radiación solar directa).
- Funciona como un Bypass del generador de vapor a gas. Se puede abrir o cerrar el sistema si se desea.
- El generador de vapor a gas puede reducir su consumo de gas y hasta puede llegar a apagarse dependiendo de la disponibilidad de la irradiación normal directa en un momento dado.
- El tanque de condensado permite recircular el agua precalentada cuando no se tenga la calidad de vapor deseada.

**Figura 71.** Diseño del campo solar.



**Figura 72.** Ejemplo de ubicación del campo solar en el campo de estudio.

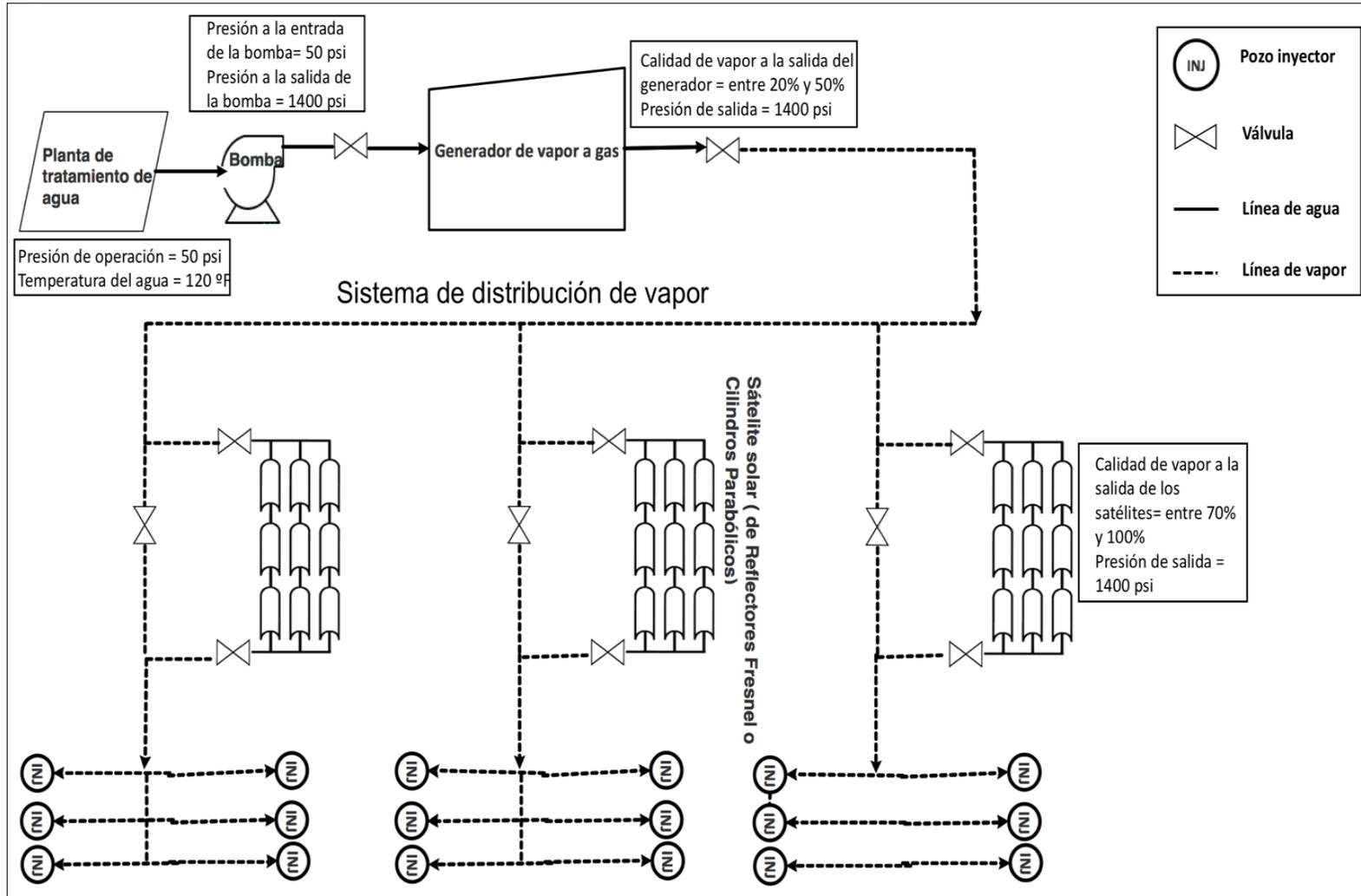


En la **Figura 72**, se aprecia cómo se ubicaría el campo solar del primer diseño y como se integraría al sistema de distribución de vapor.

### 5.3 DISEÑO DE SATÉLITES SOLARES

A continuación el diseño de la integración de los satélites solares a las facilidades en superficie. Se ubican lo más cerca posible a los pozos inyector.

**Figura 73. Diseño satélites solares**



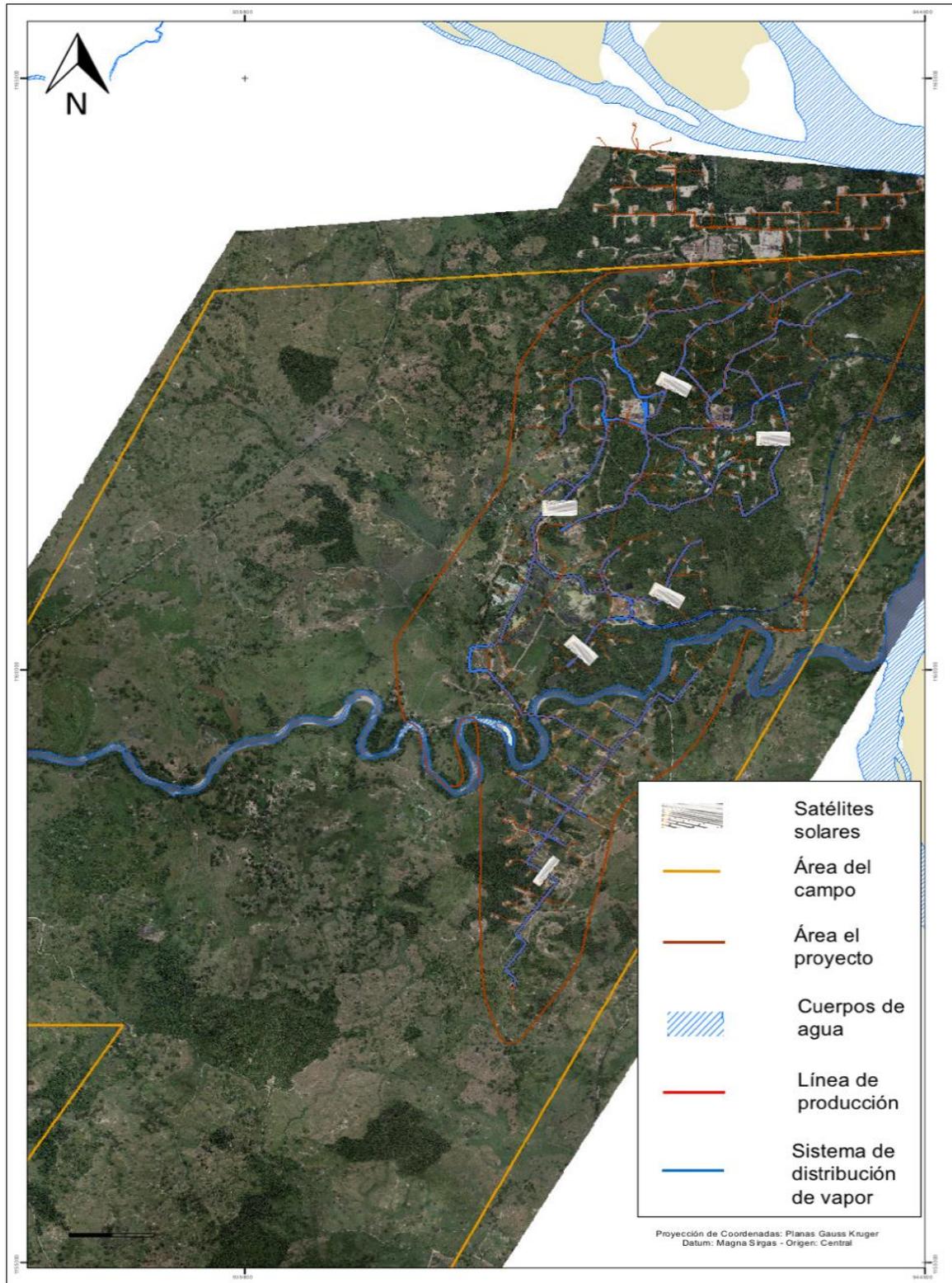
En la **Figura 73** se observa el segundo modelo que considera la ubicación de satélites solares cerca de los pozos inyectores en el campo de estudio. Los satélites son pequeños campos solares que se encuentran distribuidos por todo el campo, la generación de vapor no se da en un solo punto. Tiene las siguientes consideraciones:

- Estos satélites generan directamente el vapor de calidad deseado que entra al sistema de distribución de vapor.
- Tienen como objetivo recibir de entrada una calidad de vapor muy baja y elevarla por encima del 70%.
- Los satélites permiten ubicar los sistemas solares en lugares más cercanos a los pozos inyectores. Se pueden ubicar múltiples satélites en todo el campo.
- Permite reducir las pérdidas de energía térmica en la línea y asegura que el vapor llegue al fondo de pozo a una calidad deseada.

La **Figura 74** permite visualizar un ejemplo de cómo se ubicarían los satélites solares.

Aunque el diseño de los satélites solares es interesante por el ahorro que hay en el espacio, puede ser problemático a la hora de instalarlo porque no hay mucho espacio libre disponible cerca de los pozos inyectores, además de que no es un espacio muy plano y de que hay mucha vegetación; por lo tanto el diseño de los satélites solares no se recomienda para implementar en el campo de estudio.

**Figura 74.** Ejemplo de ubicación de satélites solares en el campo de estudio.



## **5.4 CONSIDERACIONES OPERACIONALES DE LOS REFLECTORES FRESNEL Y DE LOS CILINDROS PARABÓLICOS**

Las tecnologías de energía solar térmica tienen un comportamiento estocástico. Es decir que la cantidad de generación de vapor oscila dependiendo de la radiación solar y de aspectos ambientales como la nubosidad o la lluvia. Además, es una tecnología que solo funciona en el día, eso quiere que en la noche no habrá generación de vapor.

Al no existir generación de vapor en la noche, pero si en el día y que el proceso debe iniciar en las mañanas alrededor de las 8 a.m., debe considerarse su carácter variable en la operación.

Se propone una operación del campo solar de la siguiente manera:

### **5.4.1 Consideraciones operacionales para el diseño de satélites solares.**

- La calidad de vapor que entra a los satélites se controla desde la salida del generador a gas.
- La calidad de vapor que entra a los satélites se define dependiendo de la energía solar y su potencial para incrementar la calidad de vapor entrante al sistema.
- Si no se tiene la energía solar suficiente, se cierra el sistema.

### **5.4.2 Consideraciones operacionales para el diseño de generación directa de vapor y tanque de almacenamiento**

- Debe iniciar el proceso hasta que la presión sea igual o mayor que la presión del sistema de distribución de vapor.
- Inicia con un flujo bajo y se aumenta progresivamente siempre y cuando el vapor generado tenga la calidad deseada.
- Cuando no se tenga la energía solar suficiente para generar vapor, se cierra el sistema y se deja solamente conectado al tanque para que se puede almacenar y aprovechar el agua almacenada.
- El agua caliente almacenada puede ser utilizada como calor de proceso para tratamiento del crudo pesado o puede ser utilizada para enviar al generador de vapor a gas y tener un ahorro energético.

**Tabla 39.** Ahorro en el generador de vapor vs temperatura del agua de entrada.

Temperatura Agua [°F]	Relación [1000 * BTU/bpd]	Ahorro [U\$]
86.7	402.94	0.00
90	401.40	56.04
100	396.60	230.71
110	391.80	405.39
120	386.88	584.42
130	381.90	765.65
140	376.87	948.69
150	371.78	1133.92
160	366.66	1320.23
170	361.52	1507.28
180	356.35	1695.41
190	351.17	1883.92
200	346.00	2072.05
210	341.48	2236.72
220	336.46	2419.21
230	331.45	2601.71
240	326.43	2784.21
250	321.42	2966.70

**Fuente:** Occidental Andina, LLC.

La **Tabla 39** representa el consumo de gas estimado si se tienen temperaturas más altas del agua ingresando al generador, considerando que el generador de vapor mantiene una eficiencia del 88.5%, la relación es casi lineal. El cálculo se hizo considerando la capacidad total del generador (6800 BPD) generando vapor al 80% de calidad.

## 5.5 CONSIDERACIONES AMBIENTALES

Las tecnologías de energía solar térmica para generación de vapor en proyectos de recobro mejorado térmico, reducen el impacto ambiental de la combustión de combustibles fósiles como el gas en tecnologías como los generadores de vapor.

Disminuyen significativamente la emisión de gases de efecto invernadero y de otro tipo de gases contaminantes que contribuyen al cambio climático. A diferencia de las tecnologías que usan combustibles fósiles como fuente energética para

generación de vapor, como NOx, SO2, CO y CO2, además de otros compuestos orgánicos volátiles<sup>80</sup>.

Aunque estas tecnologías tengan muchos beneficios ambientales, también tienen varias consideraciones que comprenden el uso de la tierra donde se va a ubicar el campo solar y su posible impacto ambiental. También se debe considerar el uso del agua, el impacto a la fauna y los ecosistemas, a las comunidades y posibles impactos relacionados con ciertos materiales o fluidos implementados en los procesos. Estos aspectos son considerados para el estudio de impacto ambiental que permite obtener la licencia ambiental para implementar este tipo de proyectos.

Las tecnologías de energía solar térmica tienen un impacto ambiental específico que se resume en los siguientes aspectos:

- **Uso del agua.**
- **Problemas asociados con los fluidos de trabajo.**
- **Uso de materiales de construcción del campo solar.**
- **Impactos ecológicos.**
- **Impacto social.**

**5.5.1 Uso del agua y su impacto ambiental.** Los proyectos de energía solar térmica requieren de grandes volúmenes de agua para llevar a cabo los procesos.

En su mayoría, los proyectos de recobro mejorado térmico con energía solar se ubican en zonas áridas y desérticas (como en el caso de Omán); un aspecto positivo para la instalación de campos solares, pero con un problema de disponibilidad del agua, pues en estas regiones se trata de un recurso escaso.

Estos proyectos pueden dejar de ser viables en regiones como Europa o el Medio Oriente, donde hay una disponibilidad del recurso solar, pero no hay disponibilidad del agua. El agua también se utiliza para limpiar los espejos y mantener su eficiencia óptica y su capacidad de concentración. En áreas desérticas se necesitan grandes cantidades de agua para limpiar los espejos porque la arena del desierto los ensucia constantemente. Este es un punto a favor del proyecto si se realiza en el campo de estudio, pues el recurso del agua se encuentra disponible y la arena no representa un inconveniente.

---

<sup>80</sup> SOLAREIS, Solar Energy Development Programmatic EIS. Solar Energy Development Environmental Considerations. 2010. Disponible en Internet; <http://solareis.anl.gov/guide/environment/>

**5.5.2 Problemas asociados con los fluidos de trabajo.** Como se explicó anteriormente, las tecnologías de energía solar térmica pueden trabajar con generación directa de vapor o con un fluido de trabajo que pueden ser aceites.

Trabajar con aceites como fluido de trabajo es beneficioso porque se obtienen temperaturas más altas con menor energía y con menos paneles, sin embargo es muy común que el sistema presente fugas. El aceite puede contaminar el suelo, el aire, aguas superficiales y llegar a filtrarse hasta llegar hasta acuíferos. Por ejemplo, los aceites normalmente utilizados en los Cilindros Parabólicos como el difenil y el difenil éter son altamente inflamables; estos aceites deben ser tratados como residuos peligrosos<sup>81</sup>.

**5.5.3 Uso de materiales de construcción del campo solar.** Las tecnologías de energía solar térmica requieren de muchos materiales para la construcción de un campo solar. Los materiales más comunes utilizados para la construcción son: acero, vidrio y concreto. Estos materiales deben tener un cuidado y un tratamiento especial al ser reciclados.

**5.5.4 Impactos ecológicos.** La limpieza y adecuación del área de ubicación del campo solar puede afectar negativamente la vegetación y la vida salvaje. La instalación de los proyectos de energía solar térmica puede ocasionar la pérdida del hábitat de algunas especies, puede intervenir con algunos drenajes o incluso puede provocar la muerte de aves o mamíferos que se acerquen a los tubos absorbedores o a los puntos de concentración de la energía solar. Por ejemplo, la instalación de una Torre Solar puede afectar poblaciones enteras de aves, si esta se ubica en medio de su ruta migratoria.

Estos impactos son todavía más críticos si las especies afectadas se encuentran clasificadas como amenazadas o en vía de extinción<sup>82</sup>.

**5.5.5 Impacto social.** Los proyectos de energía solar térmica pueden tener un impacto visual pues requieren de facilidades extensas que ocupan grandes terrenos. Esto puede representar un problema para las comunidades, pues afecta la estética de su entorno. Esto debe ser considerado y deben plantearse discusiones en la consulta previa a las comunidades en caso de que sean necesarias.

---

<sup>81</sup> FABRIZI, Fabrizio, Renewable Energy Training Program Module 7 / Concentrated Solar Power (CSP). Ed. ENEA, Washington, 2012. (s.f.).

<sup>82</sup> SOLAREIS, Solar Energy Development Programmatic EIS. Solar Energy Development Environmental Considerations. 2010. Disponible en Internet; <http://solareis.anl.gov/guide/environment/>

Adicionalmente, los proyectos de energía solar térmica tienen el beneficio de que la construcción y operación del campo solar crea empleos directos e indirectos que representan un ingreso para las comunidades donde se lleve a cabo el proyecto.

Si se lleva a cabo este proyecto, cuando culminen las operaciones de la empresa, las tecnologías de energía solar térmica pueden ser utilizadas para el beneficio de la región. Estas tecnologías se podrían adaptar para luego ser empleadas para la generación de electricidad y suministrar energía eléctrica a las comunidades<sup>83</sup>.

## **5.6 ENERGÍAS RENOVABLES EN COLOMBIA Y EN EL MUNDO**

Las Energías Renovables son un tipo de energía basada en la utilización de elementos como el agua, el viento y la luz solar; todos estos elementos tienen en común su carácter renovable e inagotable. Estas energías se componen en:

- Energía Mareomotriz (aprovecha el movimiento de las olas y la energía del mar).
- Energía Geotérmica (aprovecha fuentes caloríficas de yacimientos geotérmicos).
- Energía Eólica (aprovecha la energía del viento).
- Energía Solar (aprovecha la radiación solar).
- Energía Hidroeléctrica.
- Energía de la Biomasa (madera, plantas, desechos orgánicos).

Las Energías Renovables hacen parte del foco central de una de las problemáticas contemporáneas: el cambio climático; tienen como objetivo principal reducir la emisión de CO<sub>2</sub>.

**5.6.1 El cambio climático y las energías renovables.** El cambio climático ha suscitado una creciente preocupación en la comunidad internacional, por lo tanto los países han venido adoptando medidas y teniendo discusiones alrededor del tema y de cómo mitigarlo; las energías renovables siempre se han presentado como una de las opciones más importantes.

Por ejemplo, el 25 de septiembre de 2015, los países pertenecientes a la Organización de Naciones Unidas ONU adoptaron un conjunto de objetivos globales para erradicar la pobreza, proteger el planeta y asegurar la prosperidad

---

<sup>83</sup> REVE. Environmental Impacts of Concentrating Solar Power: Water, Land, Materials, Emissions, Flora and Fauna. 2012. [ En Línea] Disponible en Internet: <https://www.evwind.es/2012/02/05/environmental-impacts-of-concentrating-solar-power-water-land-materials-emissions-flora-and-fauna/16458>

para todos como parte de una nueva agenda de desarrollo sostenible. Cada objetivo tiene metas específicas que deben alcanzarse en los próximos 15 años<sup>84</sup>.

En la Conferencia de las Partes, que se realizó en París en diciembre de 2015 (COP21), se adoptó un nuevo acuerdo climático. Su objetivo principal es establecer metas claras y ambiciosas que eviten que el planeta sobrepase el límite de 2 °C de calentamiento en relación con la temperatura preindustrial. Todos los países miembro de la ONU se comprometieron a realizar esfuerzos y adoptar políticas para mitigar los efectos del cambio climático<sup>85</sup>.

En consecuencia, la contribución de Colombia ha sido orientada hacia los siguientes objetivos:

- Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero del país 20% con relación a las emisiones proyectadas a 2030.
- Aumentar la resiliencia y la capacidad adaptativa del país, a través de 10 acciones sectoriales y territoriales priorizadas a 2030.
- Fomentar el intercambio de conocimiento, tecnología y financiamiento para acelerar las contribuciones planteadas en materia de adaptación y mitigación de gases de efecto invernadero.

**5.6.2 Beneficios de la Ley 1715 del 2014** . Para lograr lo anterior, es fundamental realizar cambios tecnológicos, cambios en el consumo (consumo responsable y eficiencia energética) y en las políticas de desarrollo, los cuales sean impulsados por una adecuada articulación y coherencia, y que incorporen variables de cambio climático en la planeación estratégica nacional, sectorial y territorial.

En ese orden de ideas, Colombia ha decidido tomar acción y ha desarrollado la Ley 1715 del 2014, ver **ANEXO B**, que tiene como objetivo reglamentar la implementación de las energías al sistema energético nacional y fomentar y promover la inversión en proyectos de fuentes no convencionales de energía. Esta Ley decreta los siguientes incentivos en los proyectos de energías renovables que se hagan en Colombia:

---

<sup>84</sup> UN. Objetivos de Desarrollo Sostenible. EEUU, 2015. Disponible en Internet; <http://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>

<sup>85</sup> MINAMBIENTE. Abc de Los Compromisos de Colombia Para La COP21. Colombia, 2014. Disponible en Internet: [http://cambioclimatico.minambiente.gov.co/images/ABC\\_de\\_los\\_Compromisos\\_de\\_Colombia\\_para\\_la\\_COP21\\_VF\\_definitiva.pdf](http://cambioclimatico.minambiente.gov.co/images/ABC_de_los_Compromisos_de_Colombia_para_la_COP21_VF_definitiva.pdf)

- **Artículo 11:** Se tiene derecho a reducir anualmente de la renta, por los siguientes 5 años después de la inversión, el 50% del valor total de la inversión realizada.
- **Artículo 12:** Excluido de IVA.
- **Artículo 13:** Exención del pago de derechos arancelarios de importación.
- **Artículo 14:** Depreciación acelerada de activos. No mayor del 20% de la tasa global anual.

La implementación de la Ley 1715 del 2014 a los proyectos de energía solar térmica para generación de vapor para recobro mejorado térmico, beneficiaria a las empresas pues podría reducir el 50% del costo del proyecto a la declaración de la renta, además de la depreciación acelerada de activos y de que a diferencia de los generadores a gas convencionales, está excluido de IVA y está exento del pago de derechos arancelarios de importación.

**5.6.3 Bonos de Carbono.** Los Bonos de Carbono (también conocidos como Créditos de Carbono) son una forma en que los países desarrollados cumplen con el Protocolo de Kyoto acordado en 1997. Un Bono de Carbono es equivalente a una tonelada de carbono que deja de desecharse un país a la atmósfera. Esto quiere decir que un proyecto a escala industrial que contribuya a la disminución de emisiones contaminantes, tendrá derecho a adquirir un Bono de Carbono. Ver **ANEXO C.**

Los Estados Unidos y China emiten grandes cantidades de CO<sub>2</sub> asociado al importante consumo energético que tienen. Estos dos países representaron aproximadamente el 40% de las emisiones de CO<sub>2</sub> en el 2012. Las proyecciones indican que su consumo energético va a incrementar, por lo que estos países deciden adoptar políticas de eficiencia energética, subsidiar proyectos de energías renovables y comprar Bonos de Carbono. Las empresas y países que realizan proyectos de energía renovable para hacer sus procesos más limpios ambientalmente, pueden acceder a beneficios como la reducción de los impuestos a pagar, evitar sanciones o multas por emisiones de CO<sub>2</sub> o la venta de Bonos de Carbono en el mercado.

Por estas razones, existe un interés creciente en la compra de Bonos de Carbono por parte de los Estados Unidos, China, India y los países de la Unión Europea, entre otros. Además de este hecho, y por la creciente preocupación de los efectos del cambio climático en todo el mundo, en los acuerdos de París (COP21), del 2016, los países acordaron evitar el incremento de la temperatura media global; teniendo en cuenta lo anterior los países se han comprometido a realizar inversiones para evitar las emisiones de CO<sub>2</sub>. Muy a pesar de que el presidente de los Estados Unidos, Donald Trump, haya decidido retirar al país de los acuerdos del COP21, los Estados y las industrias están comprometidas a reducir sus emisiones de CO<sub>2</sub> de manera sustancial, porque resulta imperativo tomar

medidas para mitigar los efectos del cambio climático. La implementación de proyectos de energía renovable no solo tiene beneficios ambientales sino que también puede tener beneficios económicos si se tienen en cuenta los Bonos de Carbono.

Existen varios tipos de Bonos de Carbono, dependiendo de la forma en que éstos fueron generados:

- Certificados de Reducción de Emisiones (CREs).
- Unidades de Reducción de Emisiones (ERUs).
- Unidades de Remoción de Emisiones (RMUs).

Las transacciones de compra-venta de bonos de carbono se realizan en:

- Chicago Climate Exchange.
- European Climate Exchange.

La mayoría de los países, principalmente los que se encuentran en vías de desarrollo, venden sus bonos a países que se encuentran en el anexo uno del Protocolo de Kyoto<sup>86</sup>.

Se plantean las siguientes consideraciones:

- En un año, un generador a gas de 100 MMBTU/hora consume 876,000 MMBTU. Sin embargo, solo se puede sustituir el 41,66% de un generador a gas con energía solar.
- Los Bonos de Carbono pueden costar entre 10 y 15 USD en el Chicago Climate Exchange.
- Cada Bono de Carbono es equivalente a una Tonelada Métrica de CO<sub>2</sub>.

**Tabla 40.** Emisiones de CO<sub>2</sub> del gas natural.

<b>Emisiones del Gas Natural en Kg CO<sub>2</sub>/MMBTU</b>
53.07

**Fuente:** [https://www.eia.gov/environment/emissions/co2\\_vol\\_mass.cfm](https://www.eia.gov/environment/emissions/co2_vol_mass.cfm)

---

<sup>86</sup> RODRIGUEZ, Rodrigo. Protocola de Kyoto: Proyectos Mexicanos en El Mercado de Los Bonos de Carbono. México, 2010. Disponible en Internet; <https://energiaunam.wordpress.com/category/protocolo-de-kyoto-y-mercado-de-bonos-de-carbono/>

**Tabla 41.** Toneladas CO2 de la sustitución parcial de un generador a gas con energía solar térmica.

MMBTU/año	Kg CO2/año	Toneladas CO2 equivalentes	Toneladas CO2 equivalente a 41,66% de un generador
876000	46489320	46489.32	19367.45071

**Tabla 42.** Bonos de Carbono sustituyendo completamente un generador a gas.

Consumo anual de energía en MMBTU	Kg de CO2 eq	Toneladas CO2 eq = número de bonos	10 USD/BONO	15 USD/BONO
876000	46489320	46489.32	464893.2	697339.8

**Tabla 43.** Bonos de Carbono sustituyendo 41.66% de un generador a gas.

Consumo anual de energía en MMBTU	Kg de CO2 eq	Toneladas CO2 eq = número de bonos	10 USD/BONO	15 USD/BONO
364941.6	19367450.71	19367.45071	193674.5071	290511.7607

La **Tabla 41** muestra la cantidad de toneladas de CO2 que se dejarían de emitir si se implementa la energía solar térmica para sustituir por completo un generador a gas. Se llegarían a dejar de emitir 46.480,56 toneladas de CO2. Sin embargo, sabiendo que solo se podría sustituir el 41,66%, se estarían dejando de emitir 19.367,45 toneladas de CO2.

De acuerdo a la **Tabla 42** y a la **Tabla 43**, reemplazar un generador de vapor a gas con energía solar térmica puede generar ingresos de hasta 697.339 USD si se sustituye por completo un generador a gas y de hasta 290.511 USD si se sustituye parcialmente. Esto sin tener en cuenta que las proyecciones económicas del Banco Mundial aseguran que el precio de los Bonos de Carbono va a incrementar considerablemente en los próximos años gracias al COP21 y que pueden llegar a estar entre 50 USD y 100 USD por tonelada de CO2 al 2030.<sup>87</sup> En la **Tabla 43** se observan las proyecciones para el proyecto según las proyecciones económicas del Banco Mundial.

---

<sup>87</sup> WORLD BANK GROUP. Carbon Pricing Leadership Coalition. Report of the High-Level Commission on Carbon Prices. 29 de Mayo 2017.

**Tabla 44.** Proyecciones al 2030 según el Banco Mundial de Bonos de Carbono sustituyendo el 41.66% de un generador a gas.

<b>Consumo anual de energía en MMBTU</b>	<b>Kg de CO2 eq</b>	<b>Toneladas CO2 eq = número de bonos</b>	<b>50 USD/BONO</b>	<b>100 USD/BONO</b>
364941.6	19367450.71	19367.45071	968.372,535	1.936.745,07

En la **Tabla 44** se observa que las proyecciones muestran que el proyecto puede estar generando ingresos entre los 968.372,535 USD y 1.936.745,07 USD para el 2030.

La implementación de las Energías Renovables conforma una de las problemáticas mundiales contemporáneas que tienen como objetivo reducir las emisiones de CO2. En ese orden de ideas, la implementación de proyectos de energía solar térmica para proyectos de recobro mejorado térmico sería beneficioso para contribuir a combatir el cambio climático y participar en una transición energética en la que la explotación de petróleo implementa procesos más limpios y sostenibles pudiendo reducir la emisión de 46.480,56 toneladas de CO2 al año y vender Bonos de Carbono para obtener beneficios de hasta 464.805 USD al año y hasta 1.936.745,07 USD para el 2030.

## 6. ANÁLISIS FINANCIERO

Los proyectos de recobro mejorado térmico en los que se aplica la inyección continua de vapor, presentan el inconveniente de requerir combustibles como el gas natural para la generación de vapor en los generadores convencionales. El gas natural puede ser un recurso escaso y además costoso por los volúmenes necesarios para la generación de vapor. Una alternativa debe ser explorada para encontrar nuevas fuentes de combustibles y tecnologías para generar el vapor necesario para la inyección continua y de esta forma reducir los costos operativos y garantizar el éxito de la operación.

La solución planteada en este trabajo de grado consiste en sustituir los generadores de vapor a gas convencionales por tecnologías que utilicen otra fuente energética disponible como la energía solar térmica. El estudio técnico se realizó con el fin de determinar si el uso de las tecnologías de Reflectores Fresnel y Cilindros Parabólicos para la generación de vapor de agua en operaciones de recobro mejorado térmico es factible. Teniendo en cuenta los resultados obtenidos mediante las simulaciones y el estudio de las características ambientales y los parámetros físicos del campo, es necesario determinar la viabilidad financiera con cada una de las alternativas (Reflectores Fresnel y Cilindros Parabólicos), pues la empresa Occidental Andina, LLC, requiere conocer el costo de las tecnologías de energía solar térmica que más convienen para el proyecto y compararlo con el costo de los generadores a gas que actualmente se utilizan.

**Figura 75.** Resumen esquema de flujo de trabajo del proyecto de grado.



Como se observa en la **Figura 75**, en la primera etapa del trabajo de grado se describieron las generalidades de las diferentes tecnologías para la generación de vapor utilizadas en operaciones de recobro mejorado térmico. Posteriormente, se estudiaron las variables de interés (el espacio de estudio y la radiación solar), se realizó una selección cualitativa de las mejores tecnologías de energía solar térmica para implementar en el campo de estudio y posteriormente se simularon para evaluar su factibilidad técnica. Por último, se evidenció cual es la mejor

calidad de vapor para el mejor incremento en la producción de crudo inyectando el vapor con ciertas características que pueden ser obtenidas con energía solar térmica. Y finalmente, se analizó la intermitencia del sol y sus efectos en la generación de vapor y en el proyecto. Se determinó que los Reflectores Fresnel y los Cilindros Parabólicos solo pueden reemplazar el 41,66% de un generador a gas.

Para la evaluación financiera desde el punto de vista de una compañía operadora se tiene como unidad monetaria de valor constante el dólar estadounidense (USD), un tiempo de duración del proyecto de veinte años (20) con periodos anuales y una tasa de interés de oportunidad (TIO) del 15% efectivo anual. De acuerdo a lo anterior, se debe realizar un análisis de los costos de inversión (CAPEX) y un análisis de los costos de operación (OPEX) y un análisis de ingresos; para finalmente determinar la viabilidad financiera de las alternativas utilizando el indicador financiero del Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE).

## **6.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)**

Los costos de inversión (CAPEX) son inversiones de capital que generan beneficios monetarios. Se tienen en cuenta cuando una empresa invierte en la compra de un activo fijo con el fin de añadir valor a un activo existente. En este caso los costos de inversión consideran la inversión en las tecnologías de energía solar para la generación de vapor.

**6.1.1 Escenario actual.** Si la compañía continua con el proceso actual para generación de vapor para inyección continua en el campo de estudio, no se requiere de ninguna inversión. Se asume que el escenario actual es equivalente al 41,66% del equivalente a un generador; pues como se determinó, los Reflectores Fresnel y los Cilindros Parabólicos pueden apenas reemplazar un 41,66% de un generador a gas.

**6.1.2 Escenarios propuestos.** Los escenarios propuestos corresponden a las tecnologías de Reflectores Fresnel y Cilindros Parabólicos. Se debe hacer la aclaración de que las cotizaciones realizadas no corresponden exactamente a los modelos simulados, sin embargo son muy similares a los Reflectores Fresnel LF-MIROXX y a los Cilindros Parabólicos LS-2.

**6.1.2.1 Escenario 1.** El escenario 1 considera que la compañía decide invertir en la tecnología de Reflectores Fresnel para generación de vapor para inyección continua en el campo de estudio.

**Tabla 45.** Costos de inversión para la tecnología de Reflectores Fresnel.

REFLECTORES FRESNEL						
Elemento	Modelo	Cantidad	Unidades	Costo	USD	
1	Tubo absorbedor	HG-T-4060	7328	Piezas	623,7	4.570.473
2	Colector plano	-	30200	Piezas	20,6	622.12
3	Estructura metálica	-	3222	SCE	2.109,5	6.796.809
4	Tracking	HG-DH-150	200	Sets	6.939,9	1.387.980
5	Unión giratoria	HG-BJ-3S	1409	Sets	1.810,4	2.551.348
<b>TOTAL</b>						<b>15.368.822</b>

Fuente: COTIZACIÓN HAINING HANSEN GREENTECH CO., LTD.

**Tabla 46.** Total de los costos de inversión del escenario 1.

Periodo (años)	USD
0	15.368.822

**6.1.2.2 Escenario 2.** El escenario 2 considera que la compañía decide invertir en la tecnología de Cilindros Parabólicos para generación de vapor para inyección continua.

**Tabla 47.** Costos de inversión para la tecnología de Cilindros Parabólicos.

CILINDROS PARABÓLICOS						
Elemento	Modelo	Cantidad	Unidades	Costo	USD	
1	Tubo absorbedor	HG-T-4060	5328	Piezas	623,7	3.323.073
2	Colector parabólico interior	HG-M-1641	24864	Piezas	96,4	2.396.889
3	Colector parabólico exterior	HG-M-1501	24864	Piezas	87,6	2.178.086
4	Estructura metálica	HG-MS-96	1776	SCE	5.109,5	9.074.472
5	Tracking	HG-DH-150	148	Sets	6.939,9	1.027.105
6	Unión giratoria	HG-BJ-3S	888	Sets	1.810,4	1.607.637
<b>TOTAL</b>						<b>19.607.262</b>

Fuente: COTIZACIÓN HAINING HANSEN GREENTECH CO., LTD.

**Tabla 48.** Total de los costos de inversión del escenario 2.

Periodo (años)	USD
0	19.607.262

## 6.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

Los costos de operación (OPEX) son los desembolsos monetarios correspondientes a la ejecución de un Proyecto. Los costos de operación son: el consumo del gas, el mantenimiento de equipos, costos de combustibles, los costos de la energía eléctrica y otros costos indispensables para el funcionamiento y la operación del proyecto.

**6.2.1 Escenario actual.** Para determinar los costos de operación del escenario actual a lo largo de un periodo de veinte años, se debe establecer el costo anual de la generación de vapor para inyección continua con un generador a gas convencional.

La **Tabla 48** presenta los costos de operación anuales requeridos para este proceso. El consumo de gas es uno de los factores críticos por los cuales se desarrolló este proyecto, debido a que el consumo de gas es significativamente elevado y no solo implica su costo, sino también su disponibilidad.

**Tabla 49.** Costos energéticos anuales del generador a gas.

Descripción	Costo/hora	USD
Energía eléctrica	25	220.000
Consumo de gas	570	4.993.200
<b>Total</b>		<b>5.213.200</b>

Fuente: OCCIDENTAL ANDINA, LLC.

Teniendo en cuenta el estudio técnico, los Reflectores Fresnel y los Cilindros Parabólicos pueden sustituir un máximo del 41,66% de un generador a gas, que es equivalente a generar vapor e inyectarlo durante 10 horas de las 24 horas del día, como se ve representado en la **Ecuación 16**.

**Ecuación 16.** Generación de vapor para inyección con Reflectores Fresnel y Cilindros Parabólicos.

$$Generación\ de\ vapor_{(Reflectores\ Fresnel, Cilindros\ Parabólicos)} = \frac{10\ horas}{24\ horas} \times 100 = 41,66\%$$

Lo anterior significa, que para efectos del estudio de factibilidad financiero, se va a trabajar con el 41,66% de los costos energéticos anuales del generador a gas, como se puede observar en la **Tabla 59**.

**Tabla 50.** Equivalente del 41,66% de los costos energéticos anuales del generador a gas.

COSTOS ENERGÉTICOS	
USD	2.171.819

Los costos de mantenimiento tienen que ver directamente con las operaciones preventivas en el generador y se componen de lo siguiente:

- Revisión sistema de tuberías.
- Revisión de instrumentación.
- Revisión del sistema eléctrico.
- Análisis de presiones en las variables de entrada y salida.
- Limpieza en zonas de radiación y convección.

Según datos históricos (años 2014 y 2015) otorgados por la compañía, la suma de las operaciones de mantenimiento se observa en la **Tabla 51** que presenta los costos de mantenimiento anuales requeridos para la generación de vapor con los generadores a gas.

**Tabla 51.** Costo anual de mantenimiento del generador a gas.

<b>COSTOS DE MANTENIMIENTO</b>	
USD	39.636

**Fuente:** OCCIDENTAL ANDINA, LLC.

Para el correcto funcionamiento de los generadores de vapor convencionales a gas, es necesario la presencia de personal capacitado para el correcto seguimiento y supervisión de la operación. Este personal se encarga de supervisar las diferentes variables de proceso para mantenerlas dentro de rangos aceptables dentro de los parámetros del diseño del generador. Aunque el generador tiene una instrumentación remota, lo aconsejable es la presencia de operarios las 24 horas del día, lo que incide directamente en los costos operacionales del generador a gas convencional. La **Tabla 52**, presenta los costos de personal capacitado para la operación del generador a gas.

**Tabla 52.** Costos anuales de personal capacitado para la operación del generador a gas.

<b>COSTOS DE PERSONAL</b>	
USD	139.293

**Fuente:** OCCIDENTAL ANDINA, LLC.

**Tabla 53.** Costos de operación del escenario actual.

Periodo (año)	Costos Energéticos	Costos de Mantenimiento	Costos de Personal	USD
1	2171819	39636	139293	<b>2,350,748</b>
2	2171819	39636	139293	<b>2,350,748</b>
3	2171819	39636	139293	<b>2,350,748</b>

**Tabla 53.** (Continuación)

Periodo (año)	Costos Energéticos	Costos de Mantenimiento	Costos de Personal	USD
4	2171819	39636	139293	<b>2,350,748</b>
5	2171819	39636	139293	<b>2,350,748</b>
6	2171819	39636	139293	<b>2,350,748</b>
7	2171819	39636	139293	<b>2,350,748</b>
8	2171819	39636	139293	<b>2,350,748</b>
9	2171819	39636	139293	<b>2,350,748</b>
10	2171819	39636	139293	<b>2,350,748</b>
11	2171819	39636	139293	<b>2,350,748</b>
12	2171819	39636	139293	<b>2,350,748</b>
13	2171819	39636	139293	<b>2,350,748</b>
14	2171819	39636	139293	<b>2,350,748</b>
15	2171819	39636	139293	<b>2,350,748</b>
16	2171819	39636	139293	<b>2,350,748</b>
17	2171819	39636	139293	<b>2,350,748</b>
18	2171819	39636	139293	<b>2,350,748</b>
19	2171819	39636	139293	<b>2,350,748</b>
20	2171819	39636	139293	<b>2,350,748</b>

Fuente: OCCIDENTAL ANDINA, LLC.

**6.2.2 Escenarios propuestos.** Los costos de operación de los escenarios propuestos consideran la mano de obra, el mantenimiento del campo solar, la limpieza y la sustitución de absorbedores o colectores rotos y la limpieza de los colectores.<sup>88</sup> En la literatura y en fuentes como IRENA o VGB consideran que los costos operacionales anuales de las tecnologías de energía solar térmica son aproximadamente equivalentes al 2% de los costos de inversión.

**6.2.2.1 Escenario 1.** La Tabla 53 presenta los costos de operación anuales requeridos para el funcionamiento de la tecnología de Reflectores Fresnel.

**Tabla 54.** Costos de operación anual escenario 1.

COSTOS DE OPERACIÓN	
<b>TOTAL</b>	<b>307.376</b>

Fuente: VGB Investment and Operation Cost Figures – Generation Portfolio.

<sup>88</sup> Concentrating Solar Power. IEA-ETSAP and IRENA© Technology Brief E10 – January 2013

Para un costo total de operación de:

**Tabla 55.** Costos de operación anuales escenario 1.

Periodo (año)	USD
1	307.376
2	307.376
3	307.376
4	307.376
5	307.376
6	307.376
7	307.376
8	307.376
9	307.376
10	307.376
11	307.376
12	307.376
13	307.376
14	307.376
15	307.376
16	307.376
17	307.376
18	307.376
19	307.376
20	307.376

**6.2.2.2 Escenario 2.** La Tabla 56 presenta los costos de operación anuales requeridos para el funcionamiento de la tecnología de Cilindros Parabólicos.

**Tabla 56.** Costos de operación anual escenario 2.

COSTOS DE OPERACIÓN	
<b>TOTAL</b>	<b>392.145</b>

**Fuente:** VGB Investment and Operation Cost Figures – Generation Portfolio.

Para un costo total de operación de:

**Tabla 57.** Total de los costos de operación anuales escenario 2.

<b>Periodo (año)</b>	<b>USD</b>
1	392.145
2	392.145
3	392.145
4	392.145
5	392.145
6	392.145
7	392.145
8	392.145
9	392.145
10	392.145
11	392.145
12	392.145
13	392.145
14	392.145
15	392.145
16	392.145
17	392.145
18	392.145
19	392.145
20	392.145

### 6.3 ANÁLISIS DE INGRESOS

Los ingresos de este proyecto están conformados por un valor de salvamento. El valor de salvamento se define como el valor estimado que va a tener un activo al final de su vida útil. A continuación se detalla el valor de salvamento para el escenario actual y el escenario propuesto.

#### 6.3.1 Escenario actual.

**Tabla 58.** Valor de salvamento para el escenario actual.

<b>Periodo (año)</b>	<b>USD</b>
<b>20</b>	<b>300.000</b>

**Fuente:** Occidental Andina, LLC.

### 6.3.2 Escenarios propuestos.

#### 6.3.2.1 Escenario 1.

Tabla 59. Valor de salvamento para el escenario 1.

Periodo (año)	USD
20	1.500.000

Fuente: Occidental Andina, LLC.

#### 6.3.2.2 Escenario 2.

Tabla 60. Valor de salvamento para el escenario 2.

Periodo (año)	USD
20	1.900.000

Fuente: Occidental Andina, LLC.

## 6.4 EVALUACIÓN FINANCIERA

La evaluación financiera tiene como propósito determinar la viabilidad financiera de este proyecto, utilizando el indicador financiero del Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE).

**6.4.1 Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE).** "Consiste en reducir todos los ingresos y todos los egresos a una serie uniforme equivalente de pago de esta forma los costos durante un año de una alternativa se comparan con los costos durante un año de la otra alternativa."<sup>89</sup>

Para evaluar este indicador financiero se usa la **Ecuación 17**.

**Ecuación 17.** Ecuación general del Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE).

$$CAUE(i) = -\frac{I}{\frac{(1+i)^n - 1}{i \times (1+i)^n}} + R + \frac{VF}{\frac{(1+i)^n - 1}{i}}$$

Fuente: BACA, Guillermo. Ingeniería económica. Octava Edición. Bogotá. 2005.

Dónde:

- CAUE, corresponde al Costo Anual Uniforme Equivalente a determinar.

---

<sup>89</sup> BACA, Guillermo. Ingeniería económica .2001. p.223.

- I, corresponde a la inversión realizada.
- i, corresponde a la Tasa de Interés de Oportunidad (TIO).
- R, es el número de cuotas.
- n, son los periodos de evaluación.
- VF, es el Valor Futuro o Valor de Salvamento.

Teniendo en cuenta que los periodos del proyecto son anuales, se utiliza la tasa de interés de oportunidad (TIO) establecida por Occidental Andina, LLC del 15% efectivo anual.

**Ecuación 18.** Tasa de Interés de Oportunidad del 15% efectivo anual.

$$TIO_{(i)} = 15\%$$

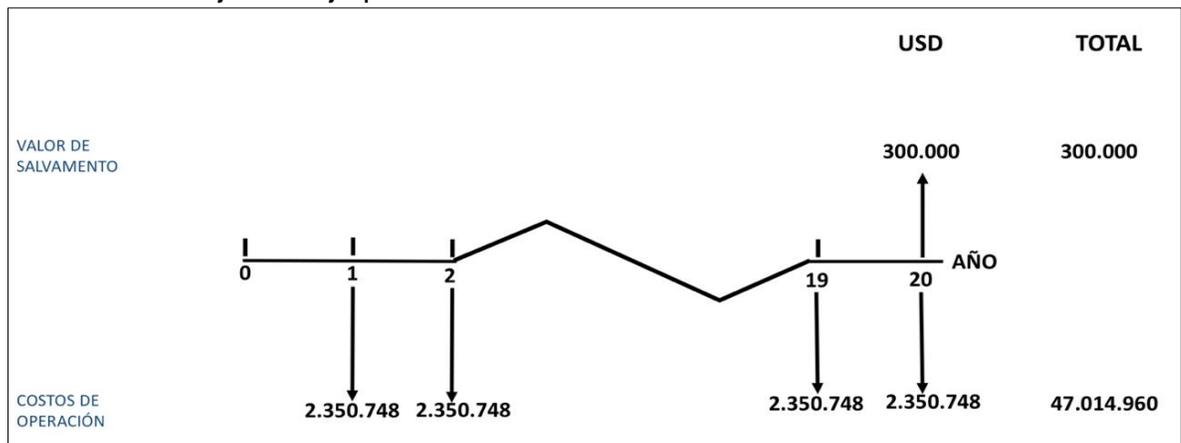
**Fuente:** Occidental Andina, LLC.

Para evaluar diferentes alternativas utilizando el Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE); se debe interpretar comparando los costos periódicos de cada alternativa o escenario, el resultado que más se acerque a cero será el mejor pues será el que genera menores costos en un periodo determinado de tiempo.

**6.4.2 Flujo de caja.** El flujo de caja se define como las variaciones o los cambios de entradas y/o salidas de efectivo en un determinado periodo de tiempo.

**6.4.2.1 Escenario actual.**

**Gráfica 11.** Flujo de caja para el escenario actual.



Primero, los egresos se llevan a valor presente y luego se procede a calcular el CAUE.

$$VPN_{(0,15)} = -2.350.748 \left( \frac{(1 + 0.15)^{20} - 1}{0.15(1 + 0.15)^{20}} \right) + \frac{300.000}{(1 + 0.15)^{20}}$$

$$VPN_{(0,15)} = -14.695.780$$

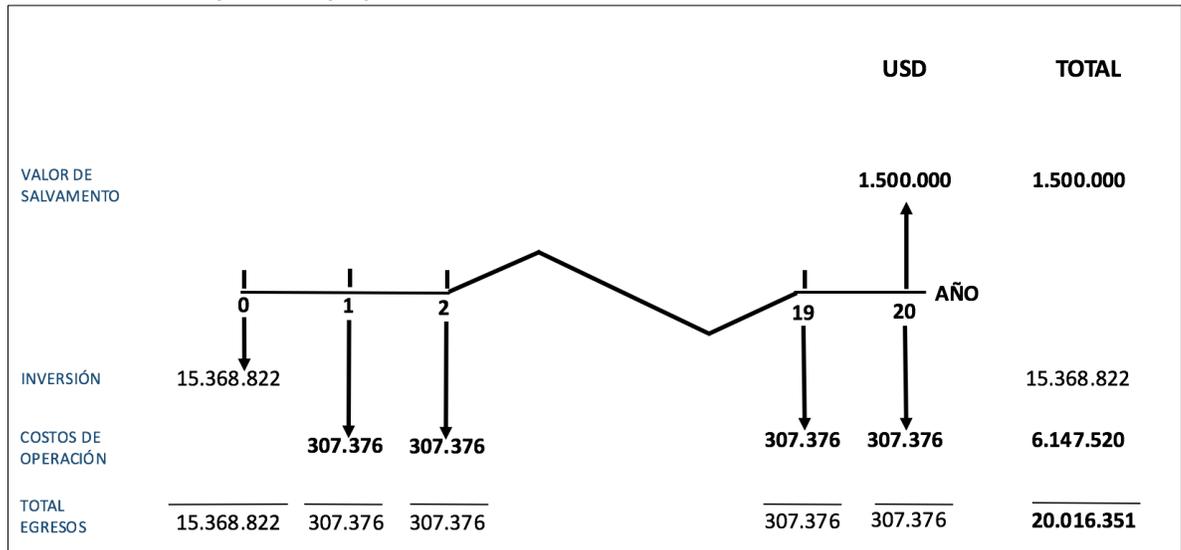
$$CAUE_{(0,15)} = \frac{-14.695.780}{\left[ \frac{(1 + 0.15)^{20} - 1}{-0.15(1 + 0.15)^{20}} \right]}$$

$$CAUE_{(0,15)} = 2.347.819$$

### 6.4.2.2 Escenarios propuestos.

#### 6.4.2.2.1 Escenario 1.

Gráfica 12. Flujo de caja para el escenario 1.



Primero, los egresos se llevan a valor presente y luego se procede a calcular el CAUE.

$$VPN_{(0,15)} = -15.368.822 - 307.376 \left( \frac{(1 + 0.15)^{20} - 1}{0.15(1 + 0.15)^{20}} \right) + \frac{1.500.000}{(1 + 0.15)^{20}}$$

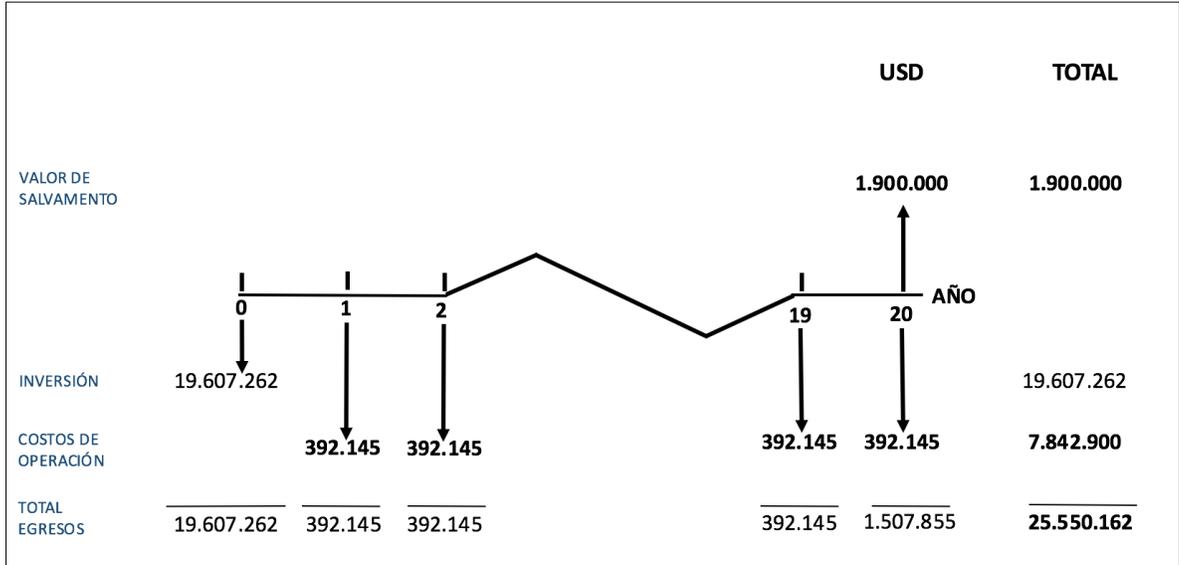
$$VPN_{(0,15)} = -17.201.139$$

$$CAUE_{(0,15)} = \frac{-17.201.139}{\left[ \frac{(1 + 0.15)^{20} - 1}{-0.15(1 + 0.15)^{20}} \right]}$$

$$CAUE_{(0,15)} = 2.748.079$$

### 6.4.2.2.2 Escenario 2.

Gráfica 13. Flujo de caja para el escenario 2.



Primero, los egresos se llevan a valor presente y luego se procede a calcular el CAUE.

$$VPN_{(0,15)} = -19.607.262 - 392.145 \left( \frac{(1 + 0.15)^{20} - 1}{0.15(1 + 0.15)^{20}} \right) + \frac{1.900.000}{(1 + 0.15)^{20}}$$

$$VPN_{(0,15)} = -21.945.737$$

$$CAUE_{(0,15)} = \frac{-21.945.737}{\left[ \frac{(1 + 0.15)^{20} - 1}{-0.15(1 + 0.15)^{20}} \right]}$$

$$CAUE_{(0,15)} = 3.506.083$$

## 6.5 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Desde el punto de vista financiero, la mejor opción para la compañía es continuar en los próximos 20 años con el uso del generador a gas en la generación de vapor para inyección continua porque comparando los costos del escenario actual y las tecnologías de Reflectores Fresnel y Cilindros Parabólicos no representan un ahorro en costos debido a que la inversión inicial en estas tecnologías de energía solar están cerca de los 20.000.000 USD y solo pueden reemplazar el 41,66% de un generador a gas.

## 7. CONCLUSIONES

- La radiación solar promedio para el campo de estudio sobrepasa todos los meses los  $500 \text{ W/m}^2$ , lo que constituye un factor importante y un alto potencial para el desarrollo e implementación de una tecnología solar térmica en el campo de estudio.
- Un típico día bueno tiene 10 horas de radiación solar aprovechable, un típico día nublado tiene aproximadamente 6 horas de radiación solar interrumpida, un típico día malo tiene aproximadamente 10 horas de radiación solar, pero con muchas interrupciones.
- La selección del espacio de interés cumple con los requerimientos del área que ocupan las tecnologías de Reflectores Fresnel y Cilindros Parabólicos.
- Se seleccionaron las tecnologías de Reflectores Fresnel y Cilindros Parabólicos como las más apropiadas para la generación de vapor para inyección continua en el campo de estudio.
- El vapor generado por los Cilindros Parabólicos y por los Reflectores Fresnel es de exactamente las mismas características del vapor generado en generadores a gas. Se puede evidenciar que para todos los casos, la calidad mas alta de vapor inyectado genera una mayor producción de hidrocarburos.
- Se evidencia que al disminuir el flujo másico de  $9,5\text{kg/s}$  a  $7,5\text{kg/s}$ , disminuye la calidad de vapor; es decir que existe una relación directamente proporcional entre calidad de vapor y flujo másico para un mismo valor de radiación solar.
- Los Cilindros Parabólicos y los Reflectores Fresnel podrían reemplazar apenas el 41,66% (que corresponde a 10 horas de 24 horas del día) de la generación de vapor de un generador a gas, teniendo en cuenta las consideraciones técnicas de la inyección de vapor.
- El área requerida para instalar el campo solar es de hasta 77.000 metros cuadrados.
- La selección del área para la instalación del campo solar no considera la distancia hasta el sistema de distribución de vapor y los pozos inyectoras, por lo que no se tuvo en cuenta el factor de pérdidas térmicas que resultan en una disminución de la calidad de vapor.
- Reemplazando el 41,66% de un generador a gas con energía solar se puede evitar la emisión de 46.480,56 toneladas de  $\text{CO}_2$  al año y vender Bonos de Carbono para obtener ingresos de hasta 464.805 USD y generando beneficios entre los 968.372,535 USD y 1.936.745,07 USD para el 2030.
- Desde el punto de vista financiero, la mejor opción es continuar en los próximos 20 años con el uso del generador a gas en la generación de vapor para inyección continua, sin embargo, las tecnologías pueden ser muy atractivas para la empresa si se consideran los beneficios de la Ley 1715 del 2014 y si se venden Bonos de Carbono.

## 8. RECOMENDACIONES

- Plantear la implementación de los Reflectores Fresnel o los Cilindros Parabólicos para tener una inyección de vapor las 24 horas con un generador a gas para mantener la inyección de vapor (a una tasa más baja, pero manteniendo la presión y la temperatura) e inyectar una porción de vapor (que corresponde al 41,66% al día) generado con energía solar térmica.
- Cuando termine el proyecto en el campo de estudio, las tecnologías de energía solar térmica pueden ser utilizadas para el beneficio de la región porque pueden ser adaptadas para la generación de electricidad y suministrar energía eléctrica a las comunidades.
- Estudiar la factibilidad técnica de energía solar térmica con sistemas de almacenamiento de calor para evaluar si es más económico que con generación directa de vapor y ver si se puede inyectar las 24 horas.
- Determinar cuantos generadores a gas se podrían reemplazar con energía solar térmica para el desarrollo futuro del campo.
- Comparar los valores de radiación solar promedio del campo con los valores del IDEAM, puesto que la medición de los valores tomados solo se hizo por 6 meses.
- Evaluar la implementación de energía solar térmica con aceites como fluido de trabajo y con un sistema de intercambiador de calor para la generación del vapor para inyección continua.
- Realizar un análisis desde el punto de vista de los Bonos de Carbono de acuerdo a los lineamientos de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) con respecto a su Mecanismo de Desarrollo Limpio, para que estos bonos puedan ser emitidos por el proyecto.
- Realizar el análisis financiero incluyendo los ingresos que generaría la venta de Bonos de Carbono en el escenario eventual en el que el proyecto sea aprobado por las Naciones Unidas por medio del ente que los avala en Colombia (el Viceministerio del Medio Ambiente).
- Estudiar la viabilidad de sistemas de calentamiento de pozos productores de crudo pesado con energía solar térmica.
- Evaluar la implementación de tecnologías de energía solar térmica o fotovoltaica para diferentes usos asociados al aumento de la sostenibilidad y la reducción de los costos operativos del campo de estudio.
- Evaluar la factibilidad de implementar tecnologías de energía solar térmica en otros campos de crudo pesado en Colombia.

## BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS ANH. Asignación de Tierras, Mapa de Tierras actualizado. Disponible en internet: [http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Documents/2m\\_tierras\\_170217.pdf](http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Documents/2m_tierras_170217.pdf).

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS ANH Cuenca Valle Medio del Magdalena. Integración Geológica de la Digitalización y análisis de Núcleos, [En línea]. Disponible en internet: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-yGeofisica/Tesis/6.%20Informe%20Final%20VMM.pdf>.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS ANH Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, boundaries and petroleum geology, a new proposal. Disponible en internet: [http://www.anh.gov.co/Informacion/Geofisica/Cuencassedimentarias/Documents/colombian\\_sedimentary\\_basins.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion/Geofisica/Cuencassedimentarias/Documents/colombian_sedimentary_basins.pdf).

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS ANH). Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos Cuenca Valle Medio del Magdalena.

ARBELAEZ, C. y BARRERA, X. y GOMEZ, R. y SUAREZ R. El ABC de los compromisos de Colombia para la COP21. 2 ed. WWF-Colombia. 2015.

ARDILA, Cesar y BARRERA, Cristian. Evaluación Técnico – Financiera de Compatibilidad de Secuestrantes de H<sub>2</sub>S en Fluidos de Perforación y Completamiento en Operaciones del Campo Jazmín Mediante Pruebas de Laboratorio. Trabajo de grado. Ingeniero de petróleos. Bogotá D.C. Fundación Universidad De América, Facultad de ingenierías, Programa de ingeniería de petróleos. 2016.

ANDERSON, Timothy. Economic Analysis of Solar-Based Thermal Enhanced Oil Recovery. SPE-173466-STU. Octubre, 2014.

AUROSSEAU, Antoine y VUILLERME, Valéry y BEZIAN, Jean-Jacques. Modeling of Linear Concentrating Solar Power using Direct Steam Generation with Parabolic-Trough. En: Proceedings of th 11<sup>th</sup> International Modelica Conference. 2015.

BACCA, Guillermo. Ingeniería Económica, Octava Edición. Fondo educativo panamericano. Bogotá, 2005.

BENAVIDES, L. D. y PINILLA, L. A. Evaluación de la viabilidad técnica de la inyección de vapor en yacimientos de crudo pesado, mediante un modelo analítico. 2017. Universidad de América, Bogotá, Colombia.

CHAAR, M. y VENETOS, M. y DARGIN, J. y PALMER, D. Economics of Steam Generation for Thermal Enhanced Oil Recovery. Oil and Gas Facilities. Diciembre 2015.

ECOPETROL S.A., Gerencia Regional del Magdalena Medio, Documento de Solicitud de Unificación de los Campos Teca-Cocorná. 2011.

ECOPETROL S.A., Gerencia Regional del Magdalena Medio, Documento de Solicitud de Unificación de los Campos Teca-Cocorná. 2011.

ESMAP MENA. Assessment of the Local Manufacturing Potential for Concentrated Solar Power Projects. 2011.

FABRIZI, Fabrizio. RE Training Program – Workshop on CSP-Environmental Impact. Washington, 2012.

GAIA SOLAR CO., LTD. A Strategic Partner of China Aerospace Science and Technology Corporation (CASC). 2017.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY, IRENA. Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series. Junio, 2012.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY, IRENA y IEA-ETSAP. Concentrating Solar Power-Technology Brief. Enero, 2013.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN, Trabajos escritos: presentaciones y referencias bibliográficas. Sexta actualización. Bogotá: ICONTEC 2008. 110 p.

----- . Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Sexta actualización. Bogotá: El Instituto, 2006, p. 1.

----- . Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura. NTC 5613 Bogotá: El Instituto, 2008, p. 1 – 2.

----- . Referencias documentales para fuentes de informaciones electrónicas. NTC 4490. Bogotá: El Instituto, 1998, p.2.

JIN, H.G y HONG, H. Hybridization of Concentrating Solar Power (CSP) with Fossil Fuel Power Plants. 2012.

JULIVERT M. Amérique Latine, Volume V, Fascicule 4A, Colombie (première partie). Centre national de la recherche scientifique. Paris, 1973.

JULIVERT, M. Léxico estratigráfico, Paris: Centre National De La Recherche Scientifique. 1968.

LOVERGROVE, K. y PYE, J. Fundamental Principles of Concentrating Solar Power (CSP) Systems. 2012.

KURUP, Parthiv y TURCHI, Craig. Parabolic Trough Collector Cost Update for the System Advisor Model (SAM). U.S. Department of Energy: National Renewable Energy Laboratory NREL., 2015. NREL/TP-6A20-65228.

MAHINDER, Balbir y SULAIMAN, Fauziah. Designing a Solar Thermal Cylindrical Parabolic Trough Concentrator by Simulation. 2003.

MERIDIAN CONSULTING. Consultoria para el Estudio de Factibilidad e Ingeniería Basica para el Aprovechamiento del Recurso Solar y Eolico en Campos de Produccion, Estaciones de Transporte y en la Gerencia Refineria de Barrancabermeja de Ecopetrol S.A. 2013.

O'DONNELL, John. y HEISLER M.A. y CHANDRA M. Solar-Generated Steam for Oil Recovery: Process Integration Options, Net Energy Fraction, and Carbon Market Impacts. SPE-173996-MS. 2015.

PADILLA, J., G. Cuencas sedimentarias campos petrolíferos y de gas en Colombia. 1984.

PALMER, Daniel y O'DONNELL, John y WALTER, Bernard. Solar Enhanced Oil Recovery Application to Kuwait's Heavy Oil Fields. SPE-175290-MS. Octubre, 2015.

SANDLER, Joel y FOWLERm Garrett y CHENG, Kris y KOVSCEK, Anthony. Solar-Generated Steam for Oil Recovery: Reservoir Simulation, Economic Analysis, and Life Cycle Assessment. SPE 153806. 2012.

TESTA D. y CARNELLI L.; y otros. Concentrating Solar Power Applied to EOR: High Temperature Fluid Circulation for Enhancing the Recovery of Heavy Oil. 2015.

TURCHI, Craig y HEATH, Garvin. Molten Salt Power Tower Cost Model for the System Advisor Model (SAM). U.S. Department of Energy: National Renewable Energy Laboratory NREL., 2013. NREL/TP-5500-57625.

VAN HEEL, A.P.G y VAN WUNNIK, J.N.M. y BENTOUATI, S. y TERRES, R. The Impact of Daily and Seasonal Cycles in Solar-Generated Steam On Oil Recovery. SPE 129225. 2010.

- VANT-HULL, L. Central Tower Concentrating Solar Power (CSP) Systems. 2012.
- VERGURA, Silvano y DI FRONZO Virginio. Matlab based Model of 40-MW Concentrating Solar Power Plant. En: International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'12). Marzo, 2012.
- VGB POWERTECH. Investment and Operation Cost Figures-Generation Portfolio. 2011.
- WAGNER, Michael J. y GILMAN, P. Technical Manual for the SAM Physical Trough Model. U.S. Department of Energy: National Renewable Energy Laboratory NREL., 2011. NREL/TP-5500-51825.
- WAGNER, Michael J. Results and Comparison from the SAM Linear Fresnel Technology Performance Model. U.S. Department of Energy: National Renewable Energy Laboratory NREL., 2012. NREL/CP-5500-54758.
- WARD. Geología de los Cuadrángulos H-12, Bucaramanga y H-13, Pamplona, Departamento de Santander, citado por ROYERO y CLAVIJO. Boletín Geológico U.S. Geological Survey e INGEOMINAS. 1973.
- WORLD BANK GROUP. Carbon Pricing Leadership Coalition. Report of the High-Level Commission on Carbon Prices. 29 de Mayo 2017.
- ZARZA MOYA E. Parabolic-Trough Concentrating Solar Power (CSP) Systems. 2012.

## **ANEXOS**

## ANEXO A

### DEFINICIÓN DE TÉRMINOS Y UNIDADES DE LAS VARIABLES Y CONSTANTES DE LAS ECUACIONES DEL MODELO MATAMÁTICO

$C_o$	%	Relación de concentración óptica
$G$	$W/m^2$	Radiación solar incidente
$G_r$	%	Radiación en la superficie receptora o absorbidora
$C_g$	%	Relación de concentración geométrica
$A_r$	$m^2$	Apertura del colector
$A_c$	$m^2$	Área del receptor o absorbedor
$\beta$	°	Ángulo de inclinación
$\gamma$	°	Ángulo de Azimuth
$N$	°	Normal a la apertura del colector
$W_{Tubo}$	$mW/m^2$	Flujo de calor transmitido por la pared del tubo
$W_{RadVid}$	$mW/m^2$	Pérdidas de flujo de calor por radiación de la envoltura de vidrio a la atmósfera
$W_{ConvVid}$	$mW/m^2$	Pérdidas de flujo de calor por convección de la envoltura de vidrio a la atmósfera
$W_{AbsVid}$	$mW/m^2$	Flujo de calor absorbido por la envoltura de vidrio

$W_{CondPar}$	$mW/m^2$	Conducción de flujo de calor de la pared del tubo a la envoltura de vidrio
$W_{RadPar}$	$mW/m^2$	Radiación de flujo de calor de la pared del tubo a la envoltura de vidrio
$\eta_{Opt,Col}$	%	Eficiencia del colector (vidrio y tubo)
$IAM$	%	Modificador de ángulo de incidencia
$\theta$	°	Ángulo de incidencia
$DNI$	$W/m^2$	Radiación normal directa
$A_{refl}$	$m^2$	Área de apertura del espejo parabólico
$N_s$	#	Número de discretización de segmentos
$d_M$	g	Masa del segmento de envoltura de vidrio
$C_{Pvid}$	J/K	Capacidad térmica de la envoltura de vidrio
$T_{Vid}$	K	Temperatura de la envoltura de vidrio
$A_{Tubo}$	$mm^2$	Área de pared del tubo de intercambio de calor
$\sigma$	$1.380$ $6488 \times 10^{-23}$ J/K	Constante de Boltzmann
$\epsilon_{Tubo}$	#	Emisividad de la pared del tubo
$T_{Par}$	K	Temperatura de pared de tubo

$\lambda$	$mW/m^2$	Conductividad del fluido interno
$D_{Tubo}$	mm	Diámetro del tubo
$D_{Vid}$	mm	Diámetro de la envoltura de vidrio
$T_{Cielo}$	K	Temperatura del cielo
$h$	$W/m^2K$	Coefficiente de pérdidas de calor por convección
$T_{Amb}$	K	Temperatura del ambiente externo
$\alpha_{vid}$	AM	Capacidad de absorción del vidrio con una incidencia normal
$\eta_{opt, \square ico}$	%	Picos de eficiencia óptica del espejo parabólico

**Fuente:** Modeling of Linear Concentrating Solar Power using Direct Steam Generation with Parabolic-Trough., Arousseau Antoine, Vuillerme Valéry, Beziau Jean Jacques. France, 2015

Tube Specs. Haining Zilan Solar Technology Co.Ltd. Modificado por los autores.

**ANEXO B**  
**LEY 1715 DEL 2014**

LEY N° 1715 **13 MAY 2014**

**POR MEDIO DE LA CUAL SE REGULA LA INTEGRACIÓN DE LAS ENERGÍAS  
RENOVABLES NO CONVENCIONALES AL SISTEMA ENERGÉTICO NACIONAL.**

EL CONGRESO DE COLOMBIA

DECRETA:

CAPÍTULO I

**Disposiciones generales**

**Artículo 1°. Objeto.** La presente ley tiene por objeto promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en las zonas no interconectadas y en otros usos energéticos como medio necesario para el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad del abastecimiento energético. Con los mismos propósitos se busca promover la gestión eficiente de la energía, que comprende tanto la eficiencia energética como la respuesta de la demanda.

**Artículo 2°. Finalidad de la ley.** La finalidad de la presente ley es establecer el marco legal y los instrumentos para la promoción del aprovechamiento de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, lo mismo que para el fomento de la inversión, investigación y desarrollo de tecnologías limpias para producción de energía, la eficiencia energética y la respuesta de la demanda, en el marco de la política energética nacional. Igualmente, tiene por objeto establecer líneas de acción para el cumplimiento de compromisos asumidos por Colombia en materia de energías renovables, gestión eficiente de la energía y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, tales como aquellos adquiridos a través de la aprobación del estatuto de la Agencia Internacional de Energías Renovables (Irena) mediante la Ley 1665 de 2013.

Son finalidades de esta ley:

a) Orientar las políticas públicas y definir los instrumentos tributarios, arancelarios, contables y de participación en el mercado energético colombiano que garanticen el cumplimiento de los compromisos señalados en el párrafo anterior.

b) Incentivar la penetración de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable en el sistema energético colombiano, la eficiencia energética y la respuesta de la demanda en todos los sectores y actividades, con criterios de sostenibilidad medioambiental, social y económica.

c) Establecer mecanismos de cooperación y coordinación entre el sector público, el sector privado y los usuarios para el desarrollo de fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, y el fomento de la gestión eficiente de la energía.

d) Establecer el deber a cargo del Estado a través de las entidades del orden nacional, departamental, municipal o de desarrollar programas y políticas para asegurar el impulso y uso de mecanismos de fomento de la gestión eficiente de la energía de la penetración de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en la canasta energética colombiana.

e) Estimular la inversión, la investigación y el desarrollo para la producción y utilización de energía a partir de fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, mediante el establecimiento de incentivos tributarios, arancelarios o contables y demás mecanismos que estimulen desarrollo de tales fuentes en Colombia.

f) Establecer los criterios y principios que complementen el marco jurídico actual, otorgando certidumbre y estabilidad al desarrollo sostenible de las fuentes no convencionales de energías, principalmente aquellas de carácter renovable y al fomento de la gestión eficiente de la energía. Suprimiendo o superando gradualmente las barreras de tipo jurídico, económico y de mercado, creando así las condiciones propicias para el aprovechamiento de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, y el desarrollo de un mercado de eficiencia energética y respuesta de la demanda.

g) Fijar las bases legales para establecer estrategias nacionales y de cooperación que contribuyan al propósito de la presente ley.

**Artículo 3°. *Ámbito de aplicación.*** El ámbito de aplicación de la presente ley cubre a todos los agentes públicos y privados que intervengan en la definición de políticas sectoriales en el desarrollo y el aprovechamiento de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el fomento de la gestión eficiente de la energía, y en la prestación del servicio de

energía eléctrica y sus actividades complementarias conforme a lo dispuesto en las leyes 142 y 143 de 1994 y demás normas complementarias.

**Artículo 4°. Declaratoria de utilidad pública e interés social.** La promoción, estímulo e incentivo al desarrollo de las actividades de producción y utilización de fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable se declara como un asunto de utilidad pública e interés social, público y de conveniencia nacional, fundamental para asegurar la diversificación del abastecimiento energético pleno y oportuno, la competitividad de la economía colombiana, la protección del ambiente, el uso eficiente de la energía y la preservación y conservación de los recursos naturales renovables.

Esta calificación de utilidad pública o interés social tendrá los efectos oportunos para su primacía en todo lo referente a ordenamiento del territorio, urbanismo, planificación ambiental, fomento económico, valoración positiva en los procedimientos administrativos de concurrencia y selección, así como a efectos de expropiación forzosa.

**Artículo 5°. Definiciones.** Para efectos de interpretar y aplicar la presente ley se entiende por:

1. Autogeneración. Aquella actividad realizada por personas naturales o jurídicas que producen energía eléctrica principalmente, para atender sus propias necesidades. En el evento en que se generen excedentes de energía eléctrica a partir de tal actividad, estos podrán entregarse a la red, en los términos que establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) para tal fin.

2. Autogeneración a gran escala. Autogeneración cuya potencia máxima supera el límite establecido por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).

3. Autogeneración a pequeña escala. Autogeneración cuya potencia máxima no supera el límite establecido por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).

4. Cogeneración. Producción combinada de energía eléctrica y energía térmica que hace parte integrante de una actividad productiva.

5. Contador Bidireccional. Contador que acumula la diferencia entre los pulsos recibidos por sus entradas de cuenta ascendente y cuenta descendente.

6. Desarrollo Sostenible. Aquel desarrollo que conduce al crecimiento económico, a la elevación de la calidad de vida y al bienestar social, sin agotar la base de recursos naturales renovables en que se sustenta, ni deteriorar el ambiente o el derecho de las generaciones futuras a utilizarlo para la satisfacción de sus propias necesidades, por lo menos en las mismas condiciones de las actuales.

7. Eficiencia Energética. Es la relación entre la energía aprovechada y la total utilizada en cualquier proceso de la cadena energética, que busca ser maximizada a

través de buenas prácticas de reconversión tecnológica o sustitución de combustibles. A través de la eficiencia energética se busca obtener el mayor provecho de la energía, bien sea a partir del uso de una forma primaria de energía o durante cualquier actividad de producción, transformación, transporte, distribución y consumo de las diferentes formas de energía, dentro del marco del desarrollo sostenible y respetando la normatividad vigente sobre el ambiente y los recursos naturales renovables.

8. Energía de la biomasa. Energía obtenida a partir de aquella fuente no convencional de energía renovable que se basa en la degradación espontánea o inducida de cualquier tipo de materia orgánica que ha tenido su origen inmediato como consecuencia de un proceso biológico y toda materia vegetal originada por el proceso de fotosíntesis, así como de los procesos metabólicos de los organismos heterótrofos, y que no contiene o hayan estado en contacto con trazas de elementos que confieren algún grado de peligrosidad.

9. Energía de los mares. Energía obtenida a partir de aquella fuente no convencional de energía renovable que comprende fenómenos naturales marinos como lo son las mareas, el oleaje, las corrientes marinas, los gradientes térmicos oceánicos y los gradientes de salinidad, entre otros posibles.

10. Energía de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos. Energía obtenida a partir de aquella fuente no convencional de energía renovable que se basa en los cuerpos de agua a pequeña escala

11. Energía eólica. Energía obtenida a partir de aquella fuente no convencional de energía renovable que consiste en el movimiento de las masas de aire.

12. Energía geotérmica. Energía obtenida a partir de aquella fuente no convencional de energía renovable que consiste en el calor que yace del subsuelo terrestre.

13. Energía solar. Energía obtenida a partir de aquella fuente no convencional de energía renovable que consiste de la radiación electromagnética proveniente del sol.

14. Excedente de energía. La energía sobrante una vez cubiertas las necesidades de consumo propias, producto de una actividad de autogeneración o cogeneración.

15. Fuentes convencionales de energía. Son aquellos recursos de energía que son utilizados de forma intensiva y ampliamente comercializados en el país

16. Fuentes no convencionales de energía (FNCE). Son aquellos recursos de energía disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleadas o son utilizados de manera marginal y no se comercializan ampliamente. Se consideran FNCE la energía nuclear o atómica y las

FNCER. Otras fuentes podrán ser consideradas como FNCE según lo determine la UPME

17. Fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER). Son aquellos recursos de energía renovable disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleadas o son utilizadas de manera marginal y no se comercializan ampliamente. Se consideran FNCER la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, la geotérmica, la solar y los mares. Otras fuentes podrán ser consideradas como FNCER según lo determine la UPME.

18. Generación distribuida (GD). Es la producción de energía eléctrica, cerca de los centros de consumo, conectada a un Sistema de Distribución Local (SDL). La capacidad de la generación distribuida se definirá en función de la capacidad del sistema en donde se va a conectar, según los términos del código de conexión y las demás disposiciones que la CREG defina para tal fin.

19. Gestión eficiente de la energía. Conjunto de acciones orientadas a asegurar el suministro energético a través de la implementación de medidas de eficiencia energética y respuesta de la demanda.

20. Respuesta de la demanda. Consiste en cambios en el consumo de energía eléctrica por parte del consumidor, con respecto a un patrón usual de consumo, en respuesta a señales de precios o incentivos diseñados para inducir bajos consumos.

21. Sistema energético nacional. conjunto de fuentes energéticas, infraestructura, agentes productores, transportadores, distribuidores, comercializadores y consumidores que dan lugar a la explotación, transformación, transporte, distribución, comercialización y consumo de energía en sus diferentes formas, entendidas como energía eléctrica, combustibles líquidos, sólidos o gaseosos, u otra. Hacen parte del Sistema Energético Nacional, entre otros, el Sistema Interconectado Nacional, las Zonas No Interconectadas, las redes nacionales de transporte y distribución de hidrocarburos y gas natural, las refinerías, los yacimientos petroleros y las minas de carbón, por mencionar solo algunos de sus elementos.

22. Zonas No Interconectadas (ZNI). Se entiende por Zonas No Interconectadas a los municipios, corregimientos, localidades y caseríos no conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN).

**Artículo 6°. Competencias administrativas.** Corresponde al Gobierno Nacional, el ejercicio de las siguientes competencias administrativas con sujeción a lo dispuesto en la presente ley, del siguiente modo:

1. Ministerio de Minas y Energía.

a) Expedir dentro de los doce (12) meses siguientes a la entrada en vigencia de esta ley los lineamientos de política energética en materia de generación con FNCE en las Zonas No Interconectadas, la entrega de excedentes de autogeneración a pequeña y gran escala en el Sistema Interconectado Nacional, la conexión y operación de la generación distribuida, el funcionamiento del Fondo de Energías no Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía y demás medidas para el uso eficiente de la energía. Estos lineamientos deberán corresponder a lo definido en esta ley y las leyes 142 y 143 de 1994.

b) Establecer los reglamentos técnicos que rigen la generación con las diferentes FNCE, la generación distribuida y la entrega de los excedentes de la autogeneración a pequeña escala en la red de distribución.

c) Expedir la normatividad necesaria para implementar sistemas de etiquetado e información al consumidor sobre la eficiencia energética de los procesos, instalaciones y productos manufacturados.

d) Participar en la elaboración y aprobación de los planes de fomento a las FNCE y los planes de gestión eficiente de la energía.

e) Promover por un desarrollo bajo en carbono del sector de energético a partir del fomento y desarrollo de las fuentes no convencionales de energía y la eficiencia energética.

2. Comisión de Regulación de Energía y Gas (GREG).

a) Establecer los procedimientos para la conexión, operación, respaldo y comercialización de energía de la autogeneración distribuida conforme los principios y criterios de esta ley, las leyes 142 y 143 de 1994 y los lineamientos de política energética que se fijen para tal fin.

La Comisión establecerá procedimientos simplificados para autogeneradores con excedentes de energía menores a 5MW.

b) Establecer los mecanismos regulatorios para incentivar la respuesta de la demanda y la mejora de la eficiencia energética en el Sistema Interconectado Nacional, conforme los principios y criterios de esta ley, las leyes 142 y 143 de 1994 y los lineamientos de política energética que se fijen para tal fin.

3. Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).

a) Definir y mantener actualizado el listado y descripción de las fuentes de generación que se consideran ENC.

b) Definir el límite máximo de potencia de la Autogeneración a Pequeña Escala.

c) Realizar programas de divulgación masiva y focalizada sobre la Autogeneración a Pequeña Escala y el uso eficiente de la energía.

4. Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

a) Otorgar subvenciones y otras ayudas para el fomento de investigación y desarrollo de las FNCE y el uso eficiente de la energía a las universidades públicas y privadas, ONG y fundaciones sin ánimo de lucro que adelanten proyectos en este campo debidamente avalados por Colciencias, según lo establecido en la Ley 29 de 1990 y el Decreto número 393 de 1991;

b) Participar conjuntamente con los Ministerios de Minas y Energía y de Ambiente y Desarrollo Sostenible, en la elaboración y aprobación de los Planes de gestión eficiente de la energía y los planes de fomento a las FNCE, principalmente aquellas de carácter renovable.

5. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

a) En el marco de sus competencias, incorporar en las políticas ambientales, los principios y criterios ambientales de las FNCE, la cogeneración, la autogeneración, la generación distribuida y la gestión eficiente de la energía que conlleven beneficios ambientales, para impulsarlas a nivel nacional.

b) Participar conjuntamente con los Ministerios de Minas y Energía y de Hacienda y Crédito Público en la elaboración y aprobación de los planes de gestión eficiente de la energía y los planes de desarrollo de FNCE.

c) Evaluar los beneficios ambientales con respecto a la promoción, fomento y uso de FNCE.

d) Establecer el procedimiento y los requisitos para la expedición de la certificación de beneficios ambientales, para el otorgamiento de los beneficios tributarios por el uso de FNCE, la cogeneración, autogeneración y la generación distribuida, así como por la gestión eficiente de la energía, conforme lo dispuesto en la presente ley y con base en los lineamientos de política energética en materia de generación con FNCE y de eficiencia energética que establezca el Ministerio de Minas y Energía.

e) Apoyar al Ministerio de Minas y Energía para velar por un desarrollo bajo en carbono del sector energético a partir del fomento y desarrollo de las fuentes no convencionales de energía y la eficiencia energética.

f) Fomentar las actividades de investigación científica, desarrollo tecnológico e innovación de interés en el campo de las energías renovables y del ahorro y la eficiencia energética.

6. Autoridad Nacional de Licencias Ambientales.

a) Establecer un ciclo de evaluación rápido para proyectos relativos a la ampliación, mejora y adaptación de las redes e instalaciones eléctricas y de

hidrocarburos, proyectos de FNCE, cogeneración, autogeneración, generación distribuida y de gestión eficiente de la energía que conlleven beneficios para el medio ambiente, en procura de contribuir a garantizar una adecuada calidad y seguridad en el suministro de energía, con un mínimo impacto ambiental y de manera económicamente sostenible para lograr las finalidades señaladas en esta ley.

#### 7. Corporaciones Autónomas Regionales.

a) Con independencia de las competencias del Gobierno Nacional, apoyar en lo de su competencia el impulso de proyectos de generación de FNCE, cogeneración a partir de la misma generación distribuida y de gestión eficiente de la energía en su jurisdicción.

b) Establecer un ciclo de evaluación rápido para proyectos y permisos, autorizaciones o concesiones de su competencia relativos a la ampliación, mejora y adaptación de las redes e instalaciones eléctricas y de hidrocarburos, de FNCE, cogeneración y autogeneración, generación distribuida y de gestión eficiente de la energía que conlleven beneficios para el medio ambiente, en procura de contribuir a garantizar una adecuada calidad y seguridad en el suministro de energía, con un mínimo impacto ambiental y de manera económicamente sostenible para lograr las finalidades señaladas en esta ley.

c) Coordinar sus actuaciones con las acciones previstas en los planes de gestión eficiente de la energía y en los planes de desarrollo de las FNCE y cooperar con el Gobierno Nacional con el fin de apoyar el cumplimiento de los objetivos señalados en los mismos, informando acerca de las acciones adoptadas y los logros conseguidos en su jurisdicción.

## CAPÍTULO II

### Disposiciones para la generación de electricidad con FNCE y la gestión eficiente de la energía

**Artículo 7°. Promoción de la generación de electricidad con FNCE y la gestión eficiente de la energía.** El Gobierno Nacional promoverá la generación con FNCE y la gestión eficiente de la energía mediante la expedición de los lineamientos de política energética, regulación técnica y económica, beneficios fiscales, campañas publicitarias y demás actividades necesarias conforme a las competencias y principios establecidos en esta ley y la Ley 142 y 143 de 1994.

**Artículo 8°. Promoción de la autogeneración a pequeña y gran escala y la generación distribuida.** El Gobierno Nacional promoverá la autogeneración a

pequeña y gran escala y la generación distribuida por medio de los siguientes mecanismos:

a) Entrega de excedentes. Se autoriza a los autogeneradores a pequeña y gran escala a entregar sus excedentes a la red de distribución y/o transporte. Lo anterior aplicará una vez la CREG expida la regulación correspondiente. Esta regulación se expedirá conforme a los principios establecidos en las leyes 142 y 143 de 1994 y los lineamientos de política energética expedidos por el Ministerio de Minas y Energía para tal fin.

Para el caso de los autogeneradores a pequeña escala que utilicen FNCER, los excedentes que entreguen a la red de distribución se reconocerán, mediante un esquema de medición bidireccional, como créditos de energía, según las normas que la CREG defina para tal fin, las cuales se fundamentarán en los criterios establecidos en las leyes 142 y 143 de 1994 para definir el régimen tarifario, específicamente, el criterio de suficiencia financiera.

b) Sistemas de medición bidireccional y mecanismos simplificados de conexión y entrega de excedentes a los autogeneradores a pequeña escala. Los autogeneradores a pequeña escala podrán usar medidores bidireccionales de bajo costo para la liquidación de sus consumos y entregas a la red, así como procedimientos sencillos de conexión y entrega de excedentes para viabilizar que dichos mecanismos puedan ser implementados, entre otros, por usuarios residenciales.

c) Venta de energía por parte de generadores distribuidos. La energía generada por generadores distribuidos se remunerará teniendo en cuenta los beneficios que esta trae al sistema de distribución donde se conecta, entre los que se pueden mencionar las pérdidas evitadas, la vida útil de los activos de distribución, el soporte de energía reactiva, etc., según la regulación que expida la CREG para tal fin, conforme a los principios establecidos en las leyes 142 y 143 de 1994 y los lineamientos de política energética expedidos por el Ministerio de Minas y Energía para el mismo.

d) Venta de créditos de energía. Aquellos autogeneradores que por los excedentes de energía entregados a la red de distribución se hagan acreedores de los créditos de energía de los que habla el literal a) del presente artículo, podrán negociar dichos créditos y los derechos inherentes a los mismos con terceros naturales o jurídicos, según las normas que la CREG defina para tal fin.

e) Programas de divulgación masiva. La UPME realizará programas de divulgación masiva cuyo objetivo sea informar al público en general sobre los requisitos, procedimientos y beneficios de la implementación de soluciones de autogeneración a pequeña escala.

f) Programas de divulgación focalizada. La UPME realizará investigaciones sobre los posibles nichos en donde sea más probable que se implementen de manera

viable las soluciones de autogeneración a pequeña escala, y con base en esto realizará programas de divulgación y capacitación focalizados acerca de estas tecnologías, así como la preparación y publicación de guías técnicas y financieras relacionadas.

**Artículo 9º. Sustitución de generación con diésel en las Zonas No Interconectadas.** El Gobierno Nacional implementará un programa destinado a sustituir progresivamente la generación con diésel en las ZNI con el objetivo de reducir los costos de prestación del servicio y las emisiones de gases contaminantes, para lo cual implementará las siguientes acciones:

a) Áreas de servicio exclusivo de energía eléctrica y gas combustible: El Gobierno Nacional podrá establecer áreas de servicio exclusivo para la prestación por una misma empresa de los servicios de energía eléctrica, gas natural, GLP distribuido por redes y/o por cilindros en las ZNI. Estas áreas se podrán crear con el objetivo de reducir costos de prestación de los servicios mediante la sustitución de generación con diésel por generación con FNCE y deberán cumplir con lo establecido en el artículo 40 de la Ley 142 de 1994 y demás disposiciones de dicha ley;

b) Esquema de incentivos a los prestadores del servicio de energía eléctrica en Zonas no Interconectadas: El Ministerio de Minas y Energía desarrollará esquemas de incentivos para que los prestadores del servicio de energía eléctrica en las ZNI reemplacen parcial o totalmente su generación con diésel por FNCE. Estos incentivos deberán cumplir con evaluaciones costo-beneficio resultantes de la comparación del costo de los incentivos con los ahorros producidos por la diferencia de costos entre la generación con FNCE en lugar del diésel.

**Artículo 10. Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (Fenoge).** Créese el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía para financiar programas de FNCE y gestión eficiente de la energía. Los recursos que nutran este Fondo podrán ser aportados por la Nación, entidades públicas o privadas, así como por organismos de carácter multilateral e internacional. Dicho Fondo será reglamentado por el Ministerio de Minas y Energía y administrado por una fiducia que seleccione el Ministerio de Minas y Energía para tal fin.

Con los recursos del Fondo se podrán financiar parcial o totalmente, entre otros, programas y proyectos dirigidos al sector residencial de estratos 1, 2 y 3, tanto para la implementación de soluciones de autogeneración a pequeña escala, como para la mejora de eficiencia energética mediante la promoción de buenas prácticas, equipos de uso final de energía, adecuación de instalaciones internas y remodelaciones arquitectónicas.

Igualmente se podrán financiar los estudios, auditorías energéticas, adecuaciones locativas, disposición final de equipos sustituidos y costos de administración e interventoría de los programas y/o proyectos.

Los proyectos financiados con este Fondo deberán cumplir evaluaciones costo beneficio que comparen el costo del proyecto con los ahorros económicos o ingresos producidos.

### CAPÍTULO III

#### **Incentivos a la inversión en proyectos de fuentes no convencionales de energía**

**Artículo 11. Incentivos la generación de energías no convencionales.** Como fomento a la investigación, desarrollo e inversión en el ámbito de la producción y utilización de energía a partir de FNCE, la gestión eficiente de la energía, los obligados a declarar renta que realicen directamente inversiones en este sentido, tendrán derecho a reducir anualmente de su renta, por los 5 años siguientes al año gravable en que hayan realizado la inversión, el cincuenta por ciento (50%) del valor total de la inversión realizada.

El valor a deducir por este concepto, en ningún caso podrá ser superior al 50% de la renta líquida del contribuyente determinada antes de restar el valor de la inversión.

Para los efectos de la obtención del presente beneficio tributario, la inversión causante del mismo deberá obtener la certificación de beneficio ambiental por el Ministerio de Ambiente y ser debidamente certificada como tal por el Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible, en concordancia con lo establecido en el artículo 158-2 del Estatuto Tributario.

**Artículo 12. Instrumentos para la promoción de las FNCE.** Incentivo tributario IVA. Para fomentar el uso de la energía procedente de FNCE, los equipos, elementos, maquinaria y servicios nacionales o importados que se destinen a la reinversión e inversión, para la producción y utilización de energía partir de las fuentes no convencionales, así como para la medición y evaluación de los potenciales recursos estarán excluidos de IVA.

Para tal efecto, el Ministerio de Medio Ambiente certificará los equipos y servicios excluidos del gravamen, con base en una lista expedida por la UPME.

**Artículo 13. Instrumentos para la promoción de las energías renovables.** Incentivo arancelario. Las personas naturales o jurídicas que a partir de la vigencia

de la presente ley sean titulares de nuevas inversiones en nuevos proyectos de FNCE gozarán de exención del pago de los Derechos Arancelarios de Importación de maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados exclusivamente para labores de preinversión y de inversión de proyectos con dichas fuentes. Este beneficio arancelario será aplicable y recaerá sobre maquinaria, equipos, materiales e insumos que no sean producidos por la industria nacional y su único medio de adquisición esté sujeto a la importación de los mismos.

La exención del pago de los Derechos Arancelarios a que se refiere el inciso anterior se aplicará a proyectos de generación FNCE y deberá ser solicitada a la DIAN en un mínimo de 15 días hábiles antes de la importación de la maquinaria, equipos, materiales e insumos necesarios y destinados exclusivamente a desarrollar los proyectos de energías renovables, de conformidad con la documentación del proyecto avalada en la certificación emitida por el Ministerio de Minas y Energía o la entidad que este faculte para este fin.

**Artículo 14. Instrumentos para la promoción de las FNCE. Incentivo contable depreciación acelerada de activos.** La actividad de generación de a partir de FNCE, gozará del régimen de depreciación acelerada.

La depreciación acelerada será aplicable a las maquinarias, equipos y obras civiles necesarias para la preinversión, inversión y operación de la generación con FNCE, que sean adquiridos y/o construidos, exclusivamente para ese fin, a partir de la vigencia de la presente ley. Para estos efectos, la tasa anual de depreciación será no mayor de veinte por ciento (20%) como tasa global anual. La tasa podrá ser variada anualmente por el titular del proyecto, previa comunicación a la DIAN, sin exceder el límite señalado en este artículo, excepto en los casos en que la ley autorice porcentajes globales mayores.

#### CAPÍTULO IV

##### Del desarrollo y promoción de las FNCER

**Artículo 15. Desarrollo de la energía procedente de biomasa forestal.**

1. Las zonas de silvicultura que cuenten con proyecto de ordenación, o instrumentos de gestión forestal equivalentes y las incluidas en el ámbito del Plan Nacional de Desarrollo Forestal (PNDF) deberán incluir entre sus instrucciones o contenidos la utilización de todos los subproductos y residuos obtenidos en los aprovechamientos o tratamientos de las masas forestales, no admitiéndose la posibilidad de su abandono en estas zonas, con excepción de aquel porcentaje de materia orgánica requerido para mantener las condiciones propicias del suelo.

2. En el caso de no existir instrumentos de gestión forestal o (PNDF) que recoja lo indicado en el punto anterior, los planes de aprovechamiento y los tratamientos silvícolas deberán incluir entre sus instrucciones o condiciones la utilización de todos los subproductos y residuos obtenidos en los aprovechamientos o tratamientos.

3. Se incluirán entre las actividades con acceso preferente a incentivos, la realización de planes plurianuales de aprovechamientos o tratamientos que incorporen la aplicación energética de los productos, subproductos o residuos. Estos planes se definirán de acuerdo a los períodos necesarios para realizar una selvicultura y aprovechamiento energético adecuados que desarrolle una estructura productiva y garanticen el suministro de biomasa a los potenciales usuarios durante un periodo de tiempo idóneo para el desarrollo de proyectos energéticos.

4. El gobierno, en coordinación con las Corporaciones Autónomas, dictará las disposiciones necesarias para establecer un mecanismo de fomento para la realización de planes plurianuales de aprovechamientos o tratamientos que incorporen la aplicación energética de los subproductos o residuos.

**Artículo 16. Repoblaciones forestales energéticas.**

1. Tendrán la consideración de repoblaciones forestales energéticas aquellas en las que se establezcan marcos de plantación o siembra y se realice una selvicultura orientados a maximizar el rendimiento en contenido energético y a favorecer el corte, extracción y el procesamiento económico del recurso de manera sostenible. El destino de los productos maderables y leñosos deberá ser única y exclusivamente energético.

2. El Gobierno, en coordinación con las Corporaciones Autónomas, dictará las disposiciones necesarias para establecer instrumentos de fomento al desarrollo de repoblaciones forestales energéticas, teniendo en cuenta la favorabilidad de determinadas especies, características de la temporada climática y otros factores.

**Artículo 17. Biomasa Agrícola.** El Gobierno Nacional, en coordinación con las Corporaciones Autónomas, establecerá planes de actuación con el fin de fomentar el aprovechamiento energético de biomasa agrícola y evitar el abandono, la quema incontrolada en la explotación o el vertimiento de los residuos agrícolas.

**Artículo 18. Energía de Residuos.**

1. Será considerado como FNCER el contenido energético de los residuos sólidos que no sean susceptibles de reutilización y reciclaje.

2. Será considerado como FNCER el contenido energético tanto de la fracción biodegradable, como de la fracción de combustible de los residuos de biomasa.

3. Será considerado como fracción combustible de los residuos aquella que se oxide sin aporte de energía una vez que el proceso de combustión se ha iniciado.

4. Se faculta al Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, en colaboración con las Corporaciones Autónomas para fijar los objetivos de valorización energética para algunas tipologías concretas de residuos de interés energético a partir de criterios ambientales de la gestión de residuos, de sostenibilidad ambiental y económica. Para ello, establecerá reglamentariamente un mecanismo que indicará los sujetos obligados e incluirá un sistema que permita la supervisión y certificación así como un régimen de pagos compensatorios.

5. Se faculta al Ministerio de Minas y Energía para reglamentar normas técnicas que definan los parámetros de calidad que han de cumplir los combustibles sólidos recuperados obtenidos a partir de diferentes residuos. Además, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible en conjunto con el Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural y el Ministerio de Vivienda, Ciudad y Territorio desarrollarán las estrategias conjuntas para que los combustibles sólidos recuperados que alcancen los parámetros que en dichas normas se consideren necesarios, sean destinados a la valorización energética. Dichas normas técnicas, serán definidas teniendo en cuenta las directrices comunitarias e incluirán, entre otros aspectos, categorías, calidades y ámbitos de aplicabilidad así como sistemas que permitan el control de calidad o certificación de tales combustibles.

#### **Artículo 19. Desarrollo de la energía solar.**

1. La energía solar se considerará como FNCR. Se deberá estudiar y analizar las condiciones propias de la naturaleza de la fuente para su reglamentación técnica por parte de la CREG.

2. El Gobierno Nacional a través del Ministerio de Minas y Energía, Ministerio de Vivienda y Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible en el marco de sus funciones, fomentarán el aprovechamiento del recurso solar en proyectos de urbanización municipal o distrital, en edificaciones oficiales, en los sectores industrial, residencial y comercial.

3. El Gobierno Nacional a través del Ministerio de Minas y Energía directamente o a través de la entidad que designe para este fin reglamentará las condiciones de participación de energía solar como fuente de generación distribuida estableciendo la reglamentación técnica y de calidad a cumplir por las instalaciones que utilicen la energía solar, así como los requisitos de conexión, mecanismos de entrega de excedentes, y normas de seguridad para las instalaciones.

4. El Gobierno Nacional considerará la viabilidad de desarrollar la energía solar como fuente de autogeneración para los estratos 1, 2 y 3 como alternativa al subsidio existente para el consumo de electricidad de estos usuarios.

5. El Gobierno Nacional, por intermedio del Ministerio de Ambiente, y Desarrollo Sostenible determinará los parámetros ambientales que deberán cumplir los proyectos desarrollados con energía solar así como la mitigación de los impactos ambientales que puedan presentarse en su implementación.

6. El Gobierno Nacional incentivará el uso de la generación fotovoltaica como forma de autogeneración y en esquemas de GD con FNCER.

7. El Gobierno Nacional a través del Ministerio de Minas y Energía considerará esquemas de medición para todas aquellas edificaciones oficiales o privadas, industrias, comercios y residencias que utilicen fuentes de generación solar. El esquema de medición contemplará la posibilidad de la medición en doble vía (medición neta), de forma que se habilite un esquema de autogeneración para dichas instalaciones.

#### **Artículo 20. Desarrollo de la energía eólica.**

1. La energía eólica se considerará como FNCER. Se deberá estudiar y analizar las condiciones propias de la naturaleza de la fuente para su reglamentación técnica por parte de la CREG.

2. El Gobierno Nacional a través del Ministerio de Minas y Energía fomentará el aprovechamiento del recurso eólico en proyectos de generación en zonas aisladas o interconectadas.

3. El Ministerio de Minas y Energía, directamente o a través de la entidad que designe para este fin, determinará requerimientos técnicos y de calidad a cumplir por las instalaciones que utilicen el recurso eólico como fuente de generación.

4. El Gobierno Nacional, por intermedio del Ministerio de Ambiente, y Desarrollos Sostenible, determinará los parámetros ambientales que deberán cumplir los proyectos desarrollados con energía eólica, así como la mitigación de los impactos ambientales que puedan presentarse en la implementación.

#### **Artículo 21. Desarrollo de energía geotérmica.**

1. La energía geotérmica se considerará como FNCER. Se deberá estudiar y analizar las condiciones propias de la naturaleza de la fuente para su reglamentación técnica por parte de la CREG.

2. Evaluación del potencial de la geotermia. El Gobierno pondrá en marcha instrumentos para fomentar e incentivar los trabajos de exploración e investigación

del subsuelo para el conocimiento del recurso geotérmico y fomentar su aprovechamiento de alta, baja y muy baja temperatura.

3. El Ministerio de Minas y Energía, directamente o a través de la entidad que designe para este fin, determinará las condiciones de participación de este tipo de energía en el mercado energético colombiano; establecerá los requerimientos técnicos y de calidad a cumplir por las instalaciones que utilicen el recurso geotérmico como fuente de generación.

4. El Gobierno Nacional, por intermedio del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, determinará los parámetros ambientales que deberán cumplir los proyectos desarrollados con energía geotérmica, así como la mitigación de los impactos ambientales que puedan presentarse en la implementación.

#### **Artículo 22. Desarrollo de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos**

1. La energía de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos será considerada como FNCER.

2. El Ministerio de Minas y Energía, a través de las entidades adscritas competentes continuará promocionando su desarrollo como solución energética.

3. El Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible promoverá la gestión y el manejo integral y sostenible del recurso hídrico de las cuencas hidrográficas del país.

**Artículo 23. Desarrollo de la energía de los mares.** Será considerada la energía de los mares, entendida como el aprovechamiento de las olas, el aprovechamiento de las mareas y el aprovechamiento del diferencial térmico de los océanos como FNCER.

El Gobierno pondrá en marcha instrumentos para fomentar e incentivar los trabajos de exploración e investigación de los mares con el fin de conocer el recurso para aprovechamiento de la energía de los mares en el país.

**Artículo 24. Formación y capacitación de capital humano.** El Gobierno Nacional fomentará la formación y capacitación de capital humano calificado para el desarrollo e implementación de proyectos en FNCER.

#### **Artículo 25. Cooperación Internacional en Materia de FNCER.**

1. En la puesta en marcha de acciones de cooperación internacional tendrán ámbito preferencial las encaminadas a:

- a) El desarrollo conjunto entre países limítrofes de proyectos de FNCER;
- b) Impulsar la transferencia de tecnología;
- c) Cooperación en materia de investigación, desarrollo e innovación;

d) Construcción de capacidades para el desarrollo de fuentes no convencionales de energía.

2. Adicionalmente, en este contexto, y dentro de la política energética el posterior desarrollo de esta ley deberá sentar las bases para disponer de una estrategia nacional de generación con FNCER con el objeto de optimizar las fuentes, con las materias primas más apropiadas, con criterios de sostenibilidad y eficiencia, contribuyendo así de una manera significativa a los objetivos nacionales de participación de las FNCER en el consumo energético contemplados en esta ley.

3. El Gobierno fomentará la internacionalización de la actividad de las empresas colombianas del sector de las FNCER. En ese esfuerzo se enmarcará la elaboración de programas de acción específicos que prestarán especial atención a los aspectos relativos a la transferencia de tecnología y al acceso a las materias primas y medios de producción precisos para el desarrollo del sector nacional de FNCER.

4. Asimismo, el Gobierno fomentará la cooperación internacional en el ámbito de FNCER, en especial en lo relativo a la participación de los sectores público y privado en diferentes mecanismos tanto del mercado regulado como del mercado voluntario del carbono, así como en la formulación e implementación de acciones de mitigación.

## CAPÍTULO V

### Del desarrollo y promoción de la gestión eficiente de la energía

**Artículo 26. Promoción de la eficiencia energética.** En desarrollo del Programa de Uso Racional y eficiente de la energía y demás formas de energía no convencionales, PROURE, diseñado por el Ministerio de Minas y Energía, según lo dispuesto en la Ley 697 de 2001, el Plan de Acción Indicativo 2010-2015 para desarrollar el PROURE adoptado por el Ministerio de Minas y Energía a través de la resolución 18-0919 de 2010, y en cumplimiento de las finalidades y principios establecidos en la presente ley, el Ministerio de Minas y Energía, conjuntamente con el Ministerios de Ambiente y Desarrollo Sostenible y el Ministerio de Hacienda y Crédito Público deberán desarrollar una serie de instrumentos técnicos, jurídicos, económico-financieros, de planificación y de información, entre los que deberán contemplarse:

- a) Plan de acción indicativo para el desarrollo del PROURE;
- b) Reglamentaciones técnicas;
- c) Sistemas de etiquetado e información al consumidor sobre la eficiencia energética de los procesos, instalaciones y productos y sobre el consumo energético de los productos manufacturados;

d) Campañas de información y concientización.

**Artículo 27. Objeto y finalidad del plan de acción indicativo para el desarrollo del PROURE.** El plan de acción indicativo para el desarrollo del PROURE es el instrumento que el Gobierno utilizará para promocionar la eficiencia energética.

El plan de acción indicativo para el desarrollo del PROURE servirá para la concreción de las actuaciones en esta materia, el establecimiento de plazos para la ejecución de las mismas, la atribución de responsabilidades en el ámbito de las Entidades Públicas y la identificación de las diferentes formas de financiación y necesidades presupuestarias.

**Artículo 28. Contenido del plan de acción indicativo para el desarrollo del PROURE.** Como mínimo, el plan de acción indicativo para el desarrollo del PROURE deberá desarrollar el siguiente contenido:

a) Responderá a una estructura sectorial que permita fijar objetivos específicos para los diferentes sectores o consumidores finales y contendrá una relación de medidas e instrumentos para su ejecución en cada uno de los sectores identificados. Dicho plan establecerá programas de renovación de equipos por otros de alto rendimiento energético, que se llevarán a cabo de manera periódica en todos los sectores consumidores finales, definiendo el alcance de los mismos y atribuyendo las responsabilidades y competencias para su puesta en marcha a los Departamentos u organismos correspondientes del Gobierno Nacional;

b) Podrá contemplar, como mecanismo de apoyo necesario para el cumplimiento de los objetivos propuestos, la suscripción de acuerdos voluntarios con los diferentes agentes intervinientes en el mercado energético. Estos acuerdos deberán incorporar compromisos medibles, verificables y vinculantes en materia de puesta en marcha de medidas de mejora de la eficiencia energética y respuesta de la demanda, y estarán sujetos a requisitos de control e información por parte de los organismos de control. Para garantizar la transparencia, los acuerdos voluntarios se pondrán a disposición del público y se publicarán antes de su aplicación, en la medida en que lo permitan las disposiciones relativas a la confidencialidad.

**Artículo 29. Buenas prácticas.** El Ministerio de Minas y Energía y sus entidades adscritas, con la colaboración de otros Ministerios y de las Entidades Territoriales, posibilitarán y facilitarán un intercambio de conocimiento sobre buenas prácticas de eficiencia energética entre los organismos del sector público, incluyendo criterios y consideraciones a ser tenidas en cuenta en procesos de contratación pública, y

pondrá a disposición de todas las administraciones las experiencias de que tenga conocimiento sobre buenas prácticas a nivel internacional.

**Artículo 30. Edificios pertenecientes a las administraciones públicas.** El Gobierno Nacional, y el resto de administraciones públicas, establecerán objetivos de eficiencia energética para todos los edificios de las administraciones públicas, a ser alcanzadas a través de medidas de gestión eficiente de la energía. Tales objetivos deberán ser fijados como metas escalonadas a ser alcanzados en periodos fijos de tiempo, con horizontes de hasta 10 años tras su entrada en vigencia. Para tal efecto, cada entidad deberá destinar los recursos (presupuesto) necesarios para acometer el desarrollo de tales medidas de gestión eficiente de la energía.

**Artículo 31. Respuesta de la demanda.** El Ministerio de Minas y Energía delegará a la CREG para que establezca mecanismos regulatorios para incentivar la respuesta de la demanda con el objeto de desplazar los consumos en periodos punta y procurar el aplanamiento de la curva de demanda; así como también para responder a requerimientos de confiabilidad establecidos por el Ministerio de Minas y Energía o por la misma CREG.

**Artículo 32. Planes de gestión eficiente de la energía.** El Gobierno Nacional, y el resto de administraciones públicas, en el ámbito de sus respectivas competencias adoptarán planes de gestión eficiente de la energía, que incluirán acciones en eficiencia energética y mecanismos de respuesta de la demanda. Las administraciones públicas, en sus ámbitos territoriales, adoptarán planes de gestión eficiente de la energía así como de la utilización de FNCE para los edificios y equipos consumidores de energía de titularidad pública con análogos objetivos al del Gobierno Nacional.

**Artículo 33. Financiación del plan de acción indicativo para el desarrollo del PROURE y otras acciones relacionadas con respuesta de la demanda.** El plan de acción indicativo para el desarrollo del PROURE se dotará adecuadamente de los medios financieros necesarios para la consecución de los objetivos aprobados, ya sea con cargo a impuestos, a asignación de partidas dentro de los presupuestos públicos y/o a través de mecanismos fiscales que permitan estimular las actividades de eficiencia energética y las de apoyo a la respuesta de la demanda, sin exclusión de otros posibles mecanismos de financiación.

El Gobierno se asegurará, en todo caso, de que la financiación aprobada para el plan de acción indicativo para el desarrollo del PROURE y las acciones de

promoción de respuesta de la demanda sea adecuada y suficiente para alcanzar los objetivos concretos contenidos en la presente ley.

## CAPÍTULO VI

### Del desarrollo y promoción de las FNCE y la gestión eficiente de la energía en las ZNI

**Artículo 34. Soluciones híbridas.** El Ministerio de Minas y Energía promoverá el desarrollo de soluciones híbridas que combinen fuentes locales de generación eléctrica con fuentes diésel y minimicen el tiempo de funcionamiento de los equipos diésel en coherencia con la política de horas de prestación del servicio de energía para las ZNI. Para esto se podrán aplicar apoyos de los fondos financieros establecidos así como del creado por medio de esta Ley, según criterios definidos por el Ministerio de Minas y Energía para tal fin.

**Parágrafo.** Se dará prioridad a los proyectos que estén incorporados dentro de los Planes de Energización Rural Sostenible a nivel departamental y/o regional a fin de incentivar la metodología elaborada para este fin.

**Artículo 35. Uso de GLP.** Cuando sea más eficiente emplear GLP para la generación eléctrica, a cambio de diésel oil, este combustible recibirá el subsidio que determine el Ministerio de Minas y Energía con cargo al Presupuesto Nacional en condiciones similares al del diésel.

**Artículo 36. Esquemas empresariales.** El Ministerio de Minas y Energía destinará recursos del Fondo Fenoge, creado por esta ley, para otorgar créditos blandos para la estructuración e implementación de esquemas empresariales, exclusivamente para los procesos productivos y su acompañamiento correspondiente, como mínimo por un período de dos años. El Ministerio de Minas y Energía establecerá los criterios para optar por estos recursos.

**Artículo 37. Utilización de fuentes locales para la producción de energía diferente a la electricidad.** Se apoyará el uso de fuentes de energía local, de carácter renovable principalmente, para atender necesidades energéticas diferentes a la generación de electricidad. Estas soluciones podrán contar con recursos del Fondo Fenoge, creado en esta Ley, según los criterios establecidos por el Ministerio de Minas y Energía.

**Artículo 38. Eficiencia energética y respuesta de la demanda.** Se apoyarán iniciativas que mejoren la gestión eficiente de la energía en las ZNI. Su

financiamiento podrá hacerse con cargo al Fondo Fenoge, creado en esta Ley. Igualmente, se fomentarán esquemas de respuesta de la demanda, según lo establecido en el Capítulo V de esta ley.

**Artículo 39. Información, transferencia de tecnología y capacitación.** Se podrán destinar recursos del Fondo Fenoge, creado por esta ley, para el monitoreo de las soluciones instaladas en las ZNI, así como también para la actividad de transferencia de tecnología y capacitación, que garanticen el funcionamiento continuo de los sistemas de suministro de energía desarrollados. El Ministerio de Minas y Energía establecerá los criterios para optar por estos recursos.

**Artículo 40. Instrumentos para la financiación de programas.** Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas FAZNI. Con el objetivo de continuar la financiación de planes, programas y proyectos priorizados de inversión para la construcción de la nueva infraestructura eléctrica y para la reposición y rehabilitación de la existente, con el propósito de ampliar la cobertura y procurar la satisfacción de la demanda de energía en las Zonas No Interconectadas, se prorroga la vigencia del artículo 10 de la Ley 1099 de 2006.

Por cada kilovatio-hora despachado en la Bolsa de Energía Mayorista, el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, ASIC, recaudará un peso (\$1.00) moneda corriente, con destino al Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas, FAZNI. Este valor será pagado por los agentes generadores de energía y tendrá vigencia hasta el 31 de diciembre de 2021 y se indexará anualmente con el Índice de Precios al Productor (IPP) calculado por el Banco de la República. La Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, adoptará los ajustes necesarios a la regulación vigente para hacer cumplir este artículo.

## CAPÍTULO VII

### Acciones ejemplares del Gobierno Nacional y la Administración Pública

**Artículo 41. Acciones ejemplares.** El Gobierno Nacional y el resto de administraciones públicas, en el ámbito de sus respectivas competencias, adoptarán acciones ejemplares tendientes a la supresión de barreras técnicas, administrativas y de mercado para el desarrollo de las FNCE y la promoción de la gestión eficiente de la energía. En particular, las medidas tendrán por objeto la consecución del ahorro de energía y la introducción de FNCE en los distintos sectores, el establecimiento de requisitos mínimos de eficiencia para los equipos que consumen energía, la concientización de los consumidores de energía para un

uso eficiente la mejora de la eficiencia en la producción, el transporte y la distribución de calor y de electricidad, así como el desarrollo de tecnologías energéticas y para la eficiencia energética de los edificios. Para ello, se prestará especial atención a la formación del personal al servicio de las Administraciones públicas, especialmente en el ámbito local y regional, donde se encuentran los órganos competentes para la tramitación y autorización de instalaciones.

## **CAPÍTULO VIII**

### **Ciencia y tecnología**

#### **Artículo 42. Fomento de la investigación en el ámbito de FNCE y la gestión eficiente de la energética.**

1. Las administraciones públicas, cada una en el ámbito de sus competencias fomentarán las actividades de investigación científica, desarrollo tecnológico e innovación de interés en el campo de las FNCE y la gestión eficiente de la energía, potenciando el desarrollo e innovación industrial y la colaboración entre los diferentes agentes del Sistema Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación (SNCTI).

2. El fomento al que hace referencia el apartado anterior, se llevará a cabo dentro del marco de referencia que constituyan los sucesivos Planes Nacionales de Desarrollo. Las Corporaciones Autónomas y entes locales, en el ámbito de sus respectivas competencias, podrán adoptar medidas de fomento de la innovación que, en el caso de estar relacionadas con energía, deberán incluir objetivos relacionados con ERNC y la gestión eficiente de la energía. Asimismo, los planes de fomento de la investigación, desarrollo e inversión elaborados por el Gobierno Nacional o de innovación elaborados por el resto de administraciones públicas, cuando afecten el ámbito de las FNCE o al de la gestión eficiente de la energía, deberán inscribirse dentro de los marcos vinculantes sobre política energética que se establezcan en planes o programas nacionales.

3. Los planes de fomento a los que hace referencia el apartado anterior, establecerán las medidas concretas que serán de aplicación para la promoción y apoyo de las FNCE y la gestión eficiente de la energía y los indicadores adecuados para su seguimiento.

4. Los sistemas de fomento de la investigación, desarrollo e inversión en el campo de las FNCE o de gestión eficiente de la energía deberán orientarse a:

a) Potenciar la investigación, desarrollo e inversión en áreas clave para conseguir una alta penetración de tecnologías eficientes y limpias, y el empleo de recursos de origen renovable en el mediano y largo plazo;

b) Facilitar y maximizar la penetración de FNCE en el sistema energético nacional, particularmente en lo que respecta a su contribución a la seguridad del suministro y estabilidad del sistema;

c) Impulsar el desarrollo tecnologías promisorias que se encuentran en fase de demostración y/o comercial;

d) Explorar el potencial en el mediano y largo plazo de tecnologías limpias que se encuentran en fases de investigación y/o desarrollo;

e) Reducir los costes asociados a la utilización de las FNCE. Para ello, estos sistemas de fomento deberán establecer líneas prioritarias de acción en tecnologías o campos concretos.

5. Las medidas concretas para el fomento de la investigación, desarrollo e innovación en el ámbito de las FNCE y la gestión eficiente de la energía podrán ser de carácter económico-financiero, fiscal o tributario, así como de impulso a la cooperación y colaboración entre los agentes del SNCTI. En el caso de las medidas de carácter económico-financiero, los mecanismos de apoyo modelarán las fuentes de financiación que se estimen necesarias para la consecución de los objetivos marcados, diferenciando entre fondos públicos y fondos privados.

6. Las medidas concretas a las que se refiere el apartado anterior, cuando estas sean aprobadas por una Administración Pública, se seleccionarán de entre aquellas alternativas más eficientes en la relación objetivo a conseguir/recursos empleados.

7. Los Planes Nacionales de Desarrollo, en lo que se refiere a FNCE y gestión eficiente de la energía deberán tener en cuenta los resultados y la experiencia adquirida en planes anteriores, tomando como referencia, entre otros, los indicadores de seguimiento mencionados en el artículo 4º, motivando razonadamente la elección de objetivos, prioridades y medidas.

8. En cualquier caso, la política de investigación, desarrollo e inversión en el ámbito de las FNCE y la gestión eficiente de la energía, cuando sea llevada a cabo por alguna Administración Pública, deberá inspirarse e integrar las orientaciones que se deriven de la política energética mundial, y más concretamente en lo que se refiere a desarrollo de tecnologías energéticas.

## CAPÍTULO IX

### Otras consideraciones relacionadas con aspectos medioambientales

#### **Artículo 43. Armonización de requisitos ambientales para el desarrollo de las FNCE.**

1. El Gobierno Nacional, en cabeza del MADS, con el apoyo de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, ANLA y las Corporaciones Autónomas Regionales, formulará y adoptará los instrumentos y procedimientos para la

realización y evaluación de los estudios de impacto ambiental de los proyectos de competencia de la ANLA y de las Corporaciones Autónomas Regionales; por su parte, en cabeza del MME formulará y adoptará los instrumentos y procedimientos para evaluar el impacto energético de las instalaciones a partir de FNCE, para su aplicación a aquellos proyectos sometidos a autorización por parte del Gobierno Nacional.

2. El procedimiento al que se refiere el literal 1 diferenciará entre distintas tipologías de instalaciones, definiendo las características generales que debe cumplir cada una de ellas.

**Artículo 44. Emisiones y vertidos de las instalaciones de FNCE.** Los límites de emisiones o vertimientos establecidos para las instalaciones de FNCE, en ningún caso podrán ser más rigurosos que los límites establecidos en el caso menos exigente aplicado a fuentes de energía convencionales.

En particular, el Gobierno Nacional desarrollará una normativa específica que regule las emisiones y los vertimientos de las instalaciones que utilicen recursos renovables de acuerdo a sus características específicas.

## CAPÍTULO X

### Seguimiento y cumplimiento

**Artículo 45. Seguimiento estadístico y evaluación conjunta del cumplimiento de los objetivos.**

1. Para el adecuado seguimiento y evaluación del cumplimiento de los objetivos de la presente ley, además de los informes periódicos de seguimiento de los diferentes planes y programas, cada cuatro años se realizará una evaluación de:

- a) Los planes y programas de ahorro para la gestión eficiente de la energía;
- b) El Plan de FNCE;
- c) Los escenarios de evolución del escenario energético general;
- d) La planificación de redes de transporte de electricidad y gas natural.

2. Las evaluaciones tendrán en cuenta las posibles desviaciones de la trayectoria prevista, el desarrollo de las distintas tecnologías de aprovechamiento de las FNCE, así como la evolución del marco socioeconómico experimentado y previsible, e incorporará las medidas apropiadas para el cumplimiento de los objetivos globales del Plan y para una utilización eficiente de las distintas tecnologías y de los instrumentos para la promoción de las FNCE.

3. El Gobierno Nacional, asegurará y articulará los mecanismos de colaboración necesarios con entidades públicas y privadas, para la captación y provisión de la información estadística requerida.

4. El Gobierno Nacional, a través de los Ministerios y los organismos responsables de la elaboración de estadísticas de consumo de energía por fuentes y sectores, garantizará la calidad de las mismas.

**Artículo 46. Vigencia.** La presente ley rige a partir de la fecha de su promulgación y deroga todas las disposiciones que le sean contrarias.

EL PRESIDENTE DEL HONORABLE SENADO DE LA REPÚBLICA



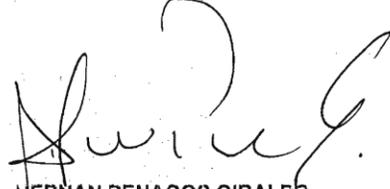
JUAN FERNANDO CRISTO BUSTOS

EL SECRETARIO GENERAL DEL HONORABLE SENADO DE LA REPUBLICA



GREGORIO ELJACH PACHECO

EL PRESIDENTE DE LA HONORABLE CAMARA DE REPRESENTANTES



HERNAN PENAGOS GIRALDO

EL SECRETARIO GENERAL DE LA HONORABLE CAMARA DE REPRESENTANTES



JORGE HUMBERTO MANTILLA SERRANO

LEY No. 1715

POR MEDIO LA CUAL SE REGULA LA INTEGRACIÓN DE LAS ENERGÍAS  
RENOVABLES NO CONVENCIONALES AL SISTEMA ENERGÉTICO  
NACIONAL

REPÚBLICA DE COLOMBIA – GOBIERNO NACIONAL

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá, D.C., a los

**13 MAY 2014**



EL MINISTRO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO,

*Mauricio Cárdenas*  
MAURICIO CÁRDENAS SANTAMARÍA

EL MINISTRO DE MINAS Y ENERGÍA,



AMILCAR ACOSTA MEDINA

LA MINISTRA DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE,



LUZ HELENA SARMIENTO VILLAMIZAR

LA DIRECTORA DEL DEPARTAMENTO ADMINISTRATIVO DE  
CIENCIA, TECNOLOGÍA E INNOVACIÓN – COLCIENCIAS,



PAULA MARCELA ARIAS PULGARÍN

**ANEXO C**  
**PROTOCOLO DE KYOTO Y BONOS DE CARBONO.**

## Los créditos de carbono del Protocolo de Kyoto

*Raquel Galarza Anze\**

*“La tierra es un ser vivo creador de su propio hábitat”  
James Lovelock*

### **Resumen**

*El calentamiento global es un problema que incumbe a toda la humanidad. Las temperaturas en la tierra se han incrementado con evidencia científica, las catástrofes naturales son cada vez más frecuentes, siendo los países en desarrollo los más afectados.*

*Para mitigar los efectos del calentamiento global, en 1997, los gobiernos acordaron el Protocolo de Kyoto del Convenio Marco sobre Cambio Climático de la Organización de Naciones Unidas (UNFCCC). El acuerdo entró en vigor el 16 de febrero de 2005, sólo después de que 55 naciones que suman el 55% de las emisiones de gases de efecto invernadero lo hubieron ratificado. En la actualidad más de 166 países se han adherido al Protocolo, siendo Australia el último en hacerlo. Esta decisión deja aislado a Estados Unidos, que es el único país desarrollado que no ha suscrito el acuerdo.*

*El objetivo del Protocolo de Kyoto es conseguir reducir un 5,2% de las emisiones de gases de efecto invernadero globales sobre los niveles de 1990, para el periodo 2008-2012. Es el único mecanismo internacional para empezar a hacer frente al cambio climático y minimizar sus impactos. Para ello contiene objetivos legalmente obligatorios para que los países industrializados reduzcan las emisiones de los gases de efecto invernadero de origen humano.*

*Bolivia, no puede estar al margen de este debate. En el presente trabajo se hace un repaso jurídico de los alcances del Protocolo de Kyoto, así como también de los avances que ha tenido el país en su cumplimiento.*

---

\* Abogada, Magíster en Auditoría y Control Financiero y Diploma Superior en Ciencias Sociales con mención en Relaciones Económicas Internacionales. Docente de la Maestría de Derecho Económico de la Universidad Andina Simón Bolívar y del Diplomado en Derecho Bancario de la Universidad Católica Boliviana San Pablo.

## Introducción

El cambio climático, en los últimos años, se ha revelado como uno de los problemas globales más importantes que enfrenta la humanidad. La lucha contra este fenómeno se ha materializado, desde la perspectiva jurídica, en dos tratados internacionales de vocación universal: la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) de 1992, y el Protocolo de Kyoto (PK) de 1997.

Mediante el Protocolo de Kyoto, se flexibiliza el cumplimiento de los compromisos de limitación de emisiones de gases de efecto invernadero (GEIs)<sup>1</sup> a través de tres instrumentos extremadamente complejos en su aplicación: la aplicación conjunta, el comercio de emisiones y el mecanismo para un desarrollo limpio. En particular el mecanismo para un desarrollo limpio permite que los países industrializados, mediante la compra de Créditos de Carbono (CERs), financien parcial o íntegramente proyectos que reduzcan emisiones de GEIs o sumideros que cumplan el mismo objetivo, en territorios de países que no tienen metas de reducción de emisiones, como es el caso de Bolivia. Los CERs generados, pueden ser utilizados por los países inversores para acreditar el cumplimiento de sus metas de reducción de emisiones de impacto global. Los países en desarrollo se benefician con la inversión en proyectos que generan CERs y consiguen la transferencia de tecnologías limpias.

De esta manera, se cumplen los principales principios sobre los cuales descansa la Convención: el principio de precaución; el principio de responsabilidades comunes, pero diferenciadas; y el principio de desarrollo sostenible (Art. 3).

Bolivia aprobó y ratificó la CMNUCC mediante Ley N° 1576, promulgada el 25 de julio de 1994 y, el PK fue ratificado por la Ley N° 1988 promulgada el 22 de julio de 1999. Como Estado Parte no Anexo I de la CMNUCC Bolivia no ha asumido obligaciones cuantitativas de limitación y

---

1 El PK contempla la disminución de seis clases de GEI: dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>); metano (CH<sub>4</sub>); óxido nitroso (N<sub>2</sub>O); hidrofluorocarbonos (HFC); perfluoro carbono (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>).

reducción de emisiones, sin embargo, en su condición de país mega diverso, puede atraer inversión extranjera directa en el marco de los mecanismos flexibles del PK.

En febrero de 2005 ha entrado en vigor el protocolo de Kyoto, el 1º de enero de 2005 la Unión Europea ha dado inicio a las operaciones de su Sistema de Comercio de Emisiones. El primer período de cumplimiento del PK abarca del 2008 al 2012, en consecuencia, es necesario conocer y analizar este marco jurídico internacional y, también es urgente identificar los aspectos normativos que, a nivel interno, son necesarios para implementarlo adecuadamente. Los países en desarrollo están en competencia por atraer inversión en proyectos MDL, no vaya a ser que por falta de preparación y previsión Bolivia quede al margen de esta política ambiental internacional.

### **La convención marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático (CMNUCC)**

En 1992, los Estados como sujetos originarios del derecho internacional se reunieron en la Conferencia sobre Medio Ambiente y Desarrollo en Río de Janeiro y, conscientes de la problemática del cambio climático global y de sus graves consecuencias para la humanidad, acordaron el texto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), la que entró en vigor el 21 de marzo de 1994.

La CMNUCC establece, en el Artículo 2, que su objetivo último es *“lograr la estabilización de las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera a un nivel que impida interferencias antropógenas peligrosas en el sistema climático. Ese nivel debería lograrse en un plazo suficiente para permitir que los ecosistemas se adapten naturalmente al cambio climático, asegurar que la producción de alimentos no se vea amenazada y permitir que el desarrollo económico prosiga de manera sostenible”*. Con este objetivo se estableció que todos los Estados Partes del Convenio, ya sean industrializados o en desarrollo, adoptarían políticas y medidas para mitigar el cambio climático.

La Convención Marco también establece, en su Artículo 7, que la Conferencia de las Partes (CP) será el órgano superior de la misma teniendo, entre otras responsabilidades, la implantación de la propia Convención. La

CP es el máximo órgano responsable de las decisiones que se adopten y se reúne, en principio, anualmente. De ella dependen dos órganos subsidiarios que preparan las Conferencias de las Partes: el Órgano Subsidiario de Asesoramiento Científico y Tecnológico (OSACT) y el Órgano Subsidiario de Implementación (OSI). Una Secretaría con sede en Bonn (Alemania) integrada por funcionarios internacionales, presta el apoyo necesario a las instituciones relacionadas con el Cambio Climático, particularmente a la CP y a los Órganos Subsidiarios.

La Convención incorporó principios esenciales para el tratamiento del cambio climático y el concepto de desarrollo sostenible: el principio que define al cambio climático como una preocupación común de la humanidad; el principio de las responsabilidades comunes pero diferenciadas de los países con diferentes niveles de desarrollo; el principio precautorio, que implica que cuando haya peligro de daño grave o irreversible, la falta de certeza científica absoluta no deberá utilizarse como razón para postergar la adopción de medidas eficaces, en función de los costos, para impedir la degradación del ambiente; y, el principio de la equidad en la asignación de cargas para la mitigación y la adaptación a la nueva situación. Este último principio implica la obligación de los países desarrollados (principales responsables de las emisiones de GEIs) de transferir tecnologías más limpias a los países en desarrollo y otorgarles asistencia financiera para enfrentar el problema y, especialmente, para que puedan cumplir con los compromisos adoptados para la mitigación de las emisiones de GEIs.

Otro de los elementos clave de la Convención es el establecimiento de compromisos voluntarios de los países desarrollados listados en el Anexo I (países desarrollados), para estabilizar las emisiones de GEIs el año 2012 a los niveles de 1990, adoptando políticas nacionales y tomando las medidas correspondientes de mitigación del cambio climático, limitando sus emisiones antropógenas de GEIs y protegiendo y mejorando sus sumideros y reservorios de carbono. En este sentido las Partes que pertenecen al Anexo I de la Convención pueden aplicar las políticas y medidas mencionadas, conjuntamente con otras Partes y pueden ayudar a otras Partes a contribuir al objetivo de la Convención y, en particular, a cumplir con los compromisos de reducción de emisiones.

Las Partes que son países desarrollados se comprometen a proporcionar recursos financieros nuevos y adicionales para cubrir la totalidad de los gastos convenidos que efectúen las Partes que son países en desarrollo para cumplir con sus obligaciones en virtud de la Convención, como también para hacer frente a los costos que signifique la adaptación a los efectos adversos del cambio climático en países particularmente vulnerables, además los países desarrollados promoverán, facilitarán y financiarán la transferencia de tecnologías y conocimientos prácticos ambientalmente sanos, a fin de que los países en desarrollo puedan aplicar las disposiciones de la CMNUCC.

### **El Protocolo de Kyoto**

La Tercera Conferencia de las Partes (COP-3) fue realizada del 1 al 11 de Diciembre de 1997 en Kyoto, Japón. Después de una semana y media de intensas negociaciones formales e informales, las Partes de la Convención adoptaron el Protocolo de Kyoto el 11 de Diciembre, el cual fue abierto para firmas el 16 de Marzo de 1998 en la sede de las Naciones Unidas en Nueva York.

Un protocolo es un acuerdo internacional autónomo que está vinculado a un tratado ya existente. Mediante el Protocolo de Kyoto, las Partes acordaron consolidar las metas de reducción de emisiones establecidas en la Convención, en la que los países reducirían o limitarían sus emisiones de GEIs, en un 5,2 % respecto de los valores de 1990, y la meta debería ser alcanzada al finalizar el Primer Período de Compromiso (2008-2012). Cada país del Anexo B del Protocolo de Kyoto (países desarrollados) acordó aceptar un compromiso específico de reducción de emisiones a ser alcanzado durante ese período (Cantidad Atribuida). Los países en vías de desarrollo aceptaron los objetivos y metas del mismo, pero, teniendo en cuenta el principio de responsabilidades comunes pero diferenciadas, no asumieron obligaciones cuantitativas de limitación y reducción de emisiones. Esas reducciones y limitaciones expresadas en el Anexo B como porcentajes respecto a 1990, constituyen un compromiso jurídicamente vinculante y no simples objetivos.

A fin de lograr el cumplimiento de los compromisos adquiridos, el Protocolo de Kyoto incorporó tres mecanismos flexibles para disminuir el

costo de la reducción de emisiones de GEIs para los países incluidos en el Anexo I de la CMNUCC, que son los siguientes:

- i. Aplicación conjunta (AC): Este mecanismo permite contabilizar a las Partes incluidas en el Anexo I de la CMNUCC, las Unidades de Reducción de Emisiones. (URE)<sup>2</sup> obtenidas en proyectos realizados en Partes del Anexo I, y cuyo objetivo es la reducción de emisiones antropógenas o el incremento de las absorciones de GEI. Está regulado por el Artículo 6 del Protocolo de Kyoto.
- ii. Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL): Este mecanismo, está regulado fundamentalmente por el Artículo 12 del Protocolo de Kyoto, los acuerdos de Marrakech y las decisiones y recomendaciones adoptadas o que adopte la Junta Ejecutiva del MDL. Permite, por un lado, ayudar al desarrollo sostenible de las Partes no incluidas en el Anexo I de la CMNUCC, mediante la ejecución de proyectos de tecnologías limpias; y por otro lado, permite generar Certificados de Reducción de Emisiones (CER), que pueden ser contabilizados por los países Anexo I.<sup>3</sup>
- iii. Comercio de emisiones: Este mecanismo, regulado por el Artículo 17 del PK, permite la compraventa de emisiones entre las Partes incluidas en el Anexo I de la CMNUCC, para el cumplimiento de sus compromisos.<sup>4</sup>

El objetivo que Naciones Unidas persigue con la introducción de estos mecanismos en el Protocolo de Kyoto, es facilitar a los Países Anexo I de la Convención (Países desarrollados y Países con economías en transición de mercado) el cumplimiento de sus compromisos de reducción y/o limitación de emisiones. Además, en el caso del MDL el otro objetivo fundamental es el desarrollo sostenible de los países en desarrollo, a través de la transferencia de tecnologías respetuosas con el medio ambiente, es decir, tecnologías limpias y eficientes.

---

2 Decisión 16/COP-7

3 Decisión 17/COP-7

4 Decisión 18/COP-7

El MDL constituye, junto con el Mecanismo de Implementación Conjunta y el Comercio Internacional de Emisiones los denominados mecanismos de flexibilidad del PK. El propósito de los tres mecanismos es poner a disposición de las Partes del PK instrumentos de mercado que puedan facilitar el cumplimiento de los objetivos de reducción asumidos por los Países Anexo I, al proporcionar una disminución en los costos de su cumplimiento. El fundamento ambiental de los mecanismos reside en el hecho de que el cambio climático es un problema de carácter global; por ello, el objetivo de la Convención y del Protocolo es reducir los niveles globales de GEI en la atmósfera, siendo indistinto el conseguir las reducciones en uno u otro país.

El Protocolo de Kyoto, en vigor desde el 16 de febrero de 2005, supone un hito importante en la historia de la política ambiental. Por primera vez la comunidad internacional se ha dotado de un tratado con carácter vinculante para buscar soluciones a los problemas que se derivan del cambio climático. Este fenómeno de carácter global afecta al conjunto del planeta y, por tanto, debe gestionarse en el marco de la cooperación multilateral.

El tratamiento internacional del cambio climático y la necesidad de gestionarlo de manera conjunta, ha llevado a la utilización de nuevos procedimientos. Sin lugar a dudas el instrumento más debatido y novedoso contemplado en el Protocolo de Kyoto es el denominado MDL. Este mecanismo, que involucra a los países en desarrollo, se analizará con mayor detalle en el acápite siguiente.

### **El mecanismo de desarrollo limpio**

El artículo 12 del Protocolo de Kyoto define al mecanismo de desarrollo limpio en los siguientes términos: “El propósito del MDL es ayudar a las Partes no incluidas en el Anexo I de la Convención Marco y en el Anexo B del Protocolo de Kyoto, a lograr un desarrollo sostenible y contribuir al objetivo último de la Convención, así como ayudar a las Partes incluidas en el Anexo I a dar cumplimiento a sus compromisos cuantificados de limitación y reducción de las emisiones.”

El MDL es considerado prioritario por su contribución no sólo a los objetivos generales de mitigación de los efectos del cambio climático, sino

al desarrollo sostenible de los países donde se ubican este tipo de proyectos. A través del MDL, un País Anexo I que tiene compromisos cuantificados de reducción o limitación de sus emisiones de GEI, puede desarrollar proyectos que contribuyan a reducir las emisiones en países en desarrollo que no tienen objetivos en la reducción de estas emisiones. Por la realización de proyectos MDL, el país recibe una cantidad de reducciones certificadas igual a la cantidad de gases reducida por los mismos, pudiendo utilizar estos certificados a efectos de contabilizar el cumplimiento de sus objetivos.

De este modo, ambas Partes involucradas obtienen los siguientes beneficios:

- i. Las Partes no Anexo I se benefician con transferencia de tecnología mediante actividades de proyectos que tengan por resultado CERs, y que contribuyen a su desarrollo sostenible.
- ii. Las Partes Anexo I pueden utilizar los CERs generados en los proyectos MDL, para contribuir al cumplimiento de una parte de sus compromisos de reducción o limitación de emisiones de GEIs asumidos al ratificar el Protocolo de Kyoto.

El MDL se rige por un Acuerdo Político alcanzado en Bonn en la segunda parte de la Sexta Conferencia de las Partes y, por las normas aprobadas en la Séptima Conferencia de las Partes celebrada en Marrakech en el año 2001 (Acuerdos de Marrakech, Decisión 17/CP-7).

Así, con el fin de controlar la integridad ambiental, económica y social del mecanismo, existen condicionantes estrictos para todos los participantes en los proyectos y una estructura que supervisa su funcionamiento. Los fundamentos y requisitos establecidos para la participación en este mecanismo son:

### **Actores y funciones que desarrollan**

Para que pueda llevarse a cabo un proyecto MDL, es necesaria la intervención de varios actores con unas funciones claramente definidas, y debiendo cumplirse los denominados requisitos de elegibilidad.

Los principales actores del MDL y las funciones que deben desarrollar son:

### ***País inversor***

Es aquella Parte que integra el Anexo I de la CMNUCC y tiene asignada una cuota de reducción de sus emisiones en el Anexo B del PK y por consiguiente tiene que haber ratificado este instrumento jurídico.

Además y frente a los compromisos adquiridos, la aplicación de los mecanismos flexibles debería darse de manera adicional a las políticas internas que desarrollen para reducir y mitigar las emisiones de los gases de efecto invernadero dentro de su territorio.

De los anteriores apartados puede deducirse que cada uno de los actores involucrados en un proyecto MDL, tiene funciones claramente diferenciadas a lo largo del ciclo de su aprobación.

### **Requisitos de Admisibilidad**

#### ***Para las Partes no Anexo I:***

- Haber *ratificado* el Protocolo de Kyoto.
- Participar *voluntariamente* en la actividad del proyecto MDL (tanto el país participante como las entidades privadas o públicas autorizadas por él).
- Tener establecida una *Autoridad Nacional Designada* para el MDL.

#### ***Para las Partes incluidas en el Anexo I:***

- Ser parte en el Protocolo de Kyoto.
- Tener una cantidad atribuida de emisiones de GEI calculada según las modalidades de contabilidad de las mismas aprobadas por la Conferencia de las Partes.
- Establecer un sistema nacional para estimar las emisiones antropógenas, tanto por las fuentes como su absorción por los sumideros
- Establecer un registro nacional de emisiones y transacciones de cuotas.
- Presentar periódicamente sus inventarios anuales de emisiones antropógenas de gases de efecto invernadero

- Presentar la información suplementaria respecto a la cantidad atribuida, sus adiciones o sustracciones y medidas asumidas al respecto

La Parte (cada Estado) podrá autorizar a entidades públicas y privadas a participar en actividades de proyectos MDL, pero seguirá siendo responsable del cumplimiento de sus compromisos contraídos en el Protocolo de Kyoto y dichas entidades públicas o privadas solo pueden transferir o adquirir los créditos por reducciones certificadas de emisiones si la Parte (Estado) está autorizado en ese momento para ello. Se comprobará la capacidad para participar de las Partes según el registro que se lleve en la Secretaría del MDL.

### **Mecanismo de Certificación-Créditos de carbono**

Los Créditos de Carbono o CERs son unidades generadas a partir de proyectos del MDL y emitidos por la Junta Ejecutiva de la CMNUCC una vez que la Entidad Operacional Designada (EOD), verifica y certifica la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEIs).

Cada CERs corresponde a una tonelada de dióxido de carbono equivalente calculada usando los potenciales de calentamiento atmosférico definidos en la Decisión 2/CP-3, con las modificaciones que posteriormente puedan ser objeto, de conformidad con el artículo 5 del PK.

Estas unidades son intercambiables con las demás unidades que generan los distintos compromisos y mecanismos del Protocolo de Kyoto, pudiendo utilizarse para justificar parcialmente el cumplimiento de los compromisos cuantitativos de reducción o limitación de gases de efecto invernadero de las Partes Anexo I, o pudiendo transferirlas en el comercio internacional de emisiones establecido por el artículo 17 del Protocolo de Kyoto.

En los “Acuerdos de Marrakech” (Decisión 17/CP-7) se definió al CER como una unidad emitida de acuerdo con el artículo 12 del Protocolo de Kyoto, que *“es igual a una tonelada métrica de dióxido de carbono equivalente...”*. En consecuencia, el CER puede considerarse un derecho, un activo o un bien, aún cuándo el título que lo representa no consigne un valor monetario.

Estas unidades son creadas por un acuerdo de derecho internacional público, que no obliga a las entidades privadas sino solamente al Estado ratificante. Empero, el Acuerdo prevé la participación de entidades privadas mediante un acto unilateral de gobierno que se manifiesta a través de la Carta de Aprobación del país Anfitrión.

El CER puede ser clasificado como un instrumento sui generis, debido a su naturaleza híbrida, que hace difícil su categorización como instrumento público o privado.

En Latinoamérica, como en otros países, todavía no se ha alcanzado un acuerdo sobre la naturaleza jurídica de los CERs. Algunos, lo consideran un crédito o un derecho a emitir una tonelada de gases de efecto invernadero a la atmósfera, en otras palabras, un derecho a contaminar la atmósfera, para otros, es un servicio ambiental de acuerdo a lo establecido en el régimen de la OMC y, finalmente, también se lo considera un crédito o un título. En Bolivia, este tema no ha sido advertido, menos todavía estudiado y discutido.

El derecho positivo español, como se explica más adelante, define a los CERs como derechos subjetivos de carácter transmisible y, la autora coincide con este criterio, ya que definitivamente los certificados de emisión son derechos subjetivos y, lo son por las siguientes razones:

- i. Un derecho subjetivo es la capacidad que tiene una persona, natural o jurídica, para hacer o no hacer algo, o bien para impedir a otro a hacer algo. El tenedor de un CER puede utilizarlo para cumplir sus compromisos asumidos en el PK o, bien transferirlo a favor de otros interesados, es decir, que los CERs se comportan como bienes muebles susceptibles de apropiación y de comercio y quedan amparados por la garantía del derecho de propiedad con las limitaciones que supone el plazo de vigencia que se les haya asignado y, el efectivo cumplimiento de la obligación de reducción de GEIs que los mismos representan.
- ii. Un derecho subjetivo nace por una norma jurídica, una ley o un contrato. Los CER nacen o se emiten en cumplimiento a una norma de derecho internacional de carácter vinculante para el Estado que ratificó el PK.

- iii. La cara contrapuesta del derecho subjetivo es la obligación, ya que todo derecho subjetivo supone la obligación de respetarlo, ya sea de forma activa (obligación de hacer) o pasiva (obligación de no hacer). Los CERs son oponibles erga omnes, vale decir oponibles a todas las Partes del PK, incluido el propio Estado concedente.

Empero, no habiendo todavía uniformidad de criterio sobre la naturaleza jurídica de los CERs, los contratos de carbono los definen como *“todo derecho, interés, crédito, título, beneficio o permiso del País Anfitrión de emitir (presente y futura) que provenga de o con respecto a toda reducción de gases de efecto invernadero realizada por el proyecto y que incluye todo derecho que puede ser creado según un determinado régimen legal o a través de un contrato, como resultado de reducciones de GEIs”*

Los CERs son instrumentos comercializables, que representan un derecho a liberar una cantidad determinada de GEIs a la atmósfera. Asimismo, tienen como características: la transferibilidad, que es la posibilidad de que el titular de ese derecho pueda cederlo o venderlo a otra entidad; la exclusividad, debido a que, hasta el presente, no se ha planteado la posibilidad de que existan dos o más titulares sobre un mismo Certificado; la durabilidad, porque se pueden reservar o guardar para el segundo período de compromiso y la seguridad, porque contienen datos específicos a fin de individualizarlos y su transferencia se realizará a través de Registros creados a tal efecto y con altas condiciones de seguridad.

Los CERs pueden ser comercializados en un mercado de carbono en el que existen distintos tipos de transacciones: Transferencia inmediata, Acuerdos de Inversión o Transferencias Futuras.

## **Mercado de Carbono**

El Mercado de Carbono es un mercado en desarrollo que se ha fortalecido con la entrada en vigor del Protocolo de Kyoto, y con el inicio de operaciones del Sistema de Comercio de Emisiones de la Unión Europea. Este mercado todavía presenta aspectos que deben ser aclarados y riesgos que otorgan inseguridad jurídica al mismo. Por tales motivos, y considerando

que las transacciones de carbono implican una relación contractual a largo plazo, dependiendo del período de acreditación elegido, es fundamental que exista una cooperación continua entre los participantes del proyecto -Proponente del Proyecto, Inversor, País Anfitrión, Partes interesadas, Consultoras, Estudios Jurídicos, Bancos, Organismos Internacionales, Fondos de Carbono, etc.

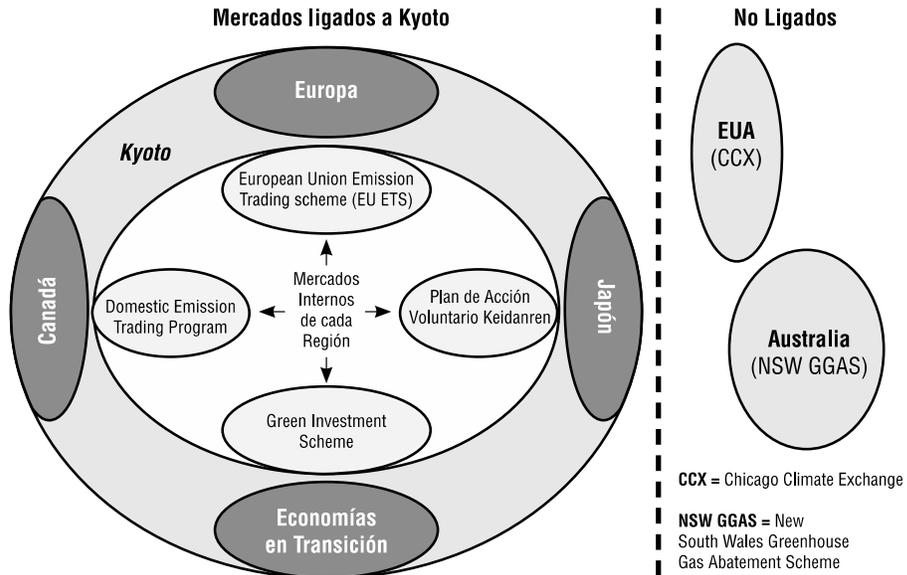
El Mercado de Carbono es el sistema de comercio a través del cual los gobiernos, empresas o individuos pueden vender o adquirir unidades de reducción de emisiones de GEIs, en un esfuerzo por cumplir con sus obligaciones actuales o futuras o de manera voluntaria.

El mercado de carbono comprende dos tipos de transacciones:

**Comercio de Derechos de Emisión:** estos derechos son creados y asignados por un organismo regulador dentro de regímenes de limitación de emisiones y comercio, como por ejemplo, el Esquema de Comercio de Derechos de Emisión de la Unión Europea (ETS de la UE).

**Transacciones basadas en Proyectos:** en donde el comprador obtiene reducciones de emisiones de un proyecto que produce una reducción mensurable de GEIs. La mayoría de estas transacciones se realizan para cumplir con el Protocolo de Kyoto u otros regímenes regulatorios, pero también para cumplir con objetivos de mitigación voluntarios.

Entre los mercados activos para el intercambio de permisos o derechos de emisión de GEIs se cuenta con: el Régimen de Comercio de Emisiones de la Unión Europea (Emissions Trading Scheme-ETS) que comenzó a funcionar el 1 de enero de 2005; el Sistema de Comercio de Emisiones del Reino Unido (The UK Emissions Trading System) que comenzó sus operaciones en marzo de 2002; el Sistema de Comercio de Nueva Gales del Sur en Australia (The New South Wales Trading System) que inició sus operaciones el 1 de enero de 2003; y el Chicago Climate Exchange (CCX) de Estados Unidos.



Corporación Andina de Fomento - CAF

Es necesario precisar que Australia ha ratificado el PK a fines de 2007, razón por la cual el mercado NSW GGAS, ya está ligado a Kyoto.

Los Mercados de Carbono incluyen numerosos productos o categorías de unidades, a saber:

**Unidades de Cumplimiento Nacional:** son unidades o derechos que pueden ser utilizados para el cumplimiento de una obligación nacional o subnacional que limita la emisión de GEIs. Las unidades son emitidas por el responsable del programa, por ejemplo, el ETS de la Unión Europea, que se constituyó mediante la publicación de la Directiva 2003/87/CE sobre comercio de emisiones de CO<sub>2</sub>, que fijó para el 1 de enero de 2005 el comienzo de actividades del mercado. Asimismo, el 27 de octubre de 2004 se publicó la Directiva 2004/101/EC, conocida como la “Directiva de Enlace” (“Linking Directive”) pues tiene por objeto armonizar el ETS con el sistema del Protocolo de Kyoto, incorporando los mecanismos flexibles. Así, se reconocerá en el ETS los certificados emitidos bajo el mecanismo de desarrollo limpio (MDL) o por proyectos de implementación conjunta (IC).

El comercio de derechos de emisión es un sistema que permite asignar a las empresas cuotas para sus emisiones de GEIs en función de los objetivos de sus respectivos gobiernos en materia de medio ambiente. El sistema permite a las empresas superar su cuota de emisiones a condición de que encuentren otras empresas que produzcan menos emisiones y les vendan sus cuotas.

Unidades de cumplimiento Kyoto: son unidades que pueden ser utilizadas por una de las Partes del Protocolo de Kyoto para el cumplimiento de sus compromisos de limitación de emisiones de GEIs bajo el Protocolo. Estas incluyen AAUs, ERUs, RMUs y CERs.

Las Unidades de Reducción de Emisiones ERUs, son unidades generadas a partir de proyectos de Implementación Conjunta (Art. 6 del PK).

Las Reducciones Certificadas de Emisiones “CERs” son unidades generadas a partir de proyectos del Mecanismo para un Desarrollo Limpio (Art. 12 del PK).

Las Unidades de la Cantidad Atribuida “AAUs” son unidades generadas por los países Anexo I a partir de sus inventarios nacionales en el año base y sus cantidades atribuidas.

Las “Unidades de Absorción “RMUs” son unidades generadas por actividades domésticas de secuestro de carbono en el sector LULUCF (Arts. 3.3 y 3.4 del PK).

Las Reducciones Certificadas de Emisiones Temporarias “tCER” son unidades generadas a partir de actividades de forestación o reforestación en el Mecanismo de Desarrollo Limpio (Art. 12 del PK).

Las Reducciones Certificadas de Emisiones de Largo Término “ICER” son unidades generadas a partir de actividades de forestación o reforestación en el Mecanismo de Desarrollo Limpio.

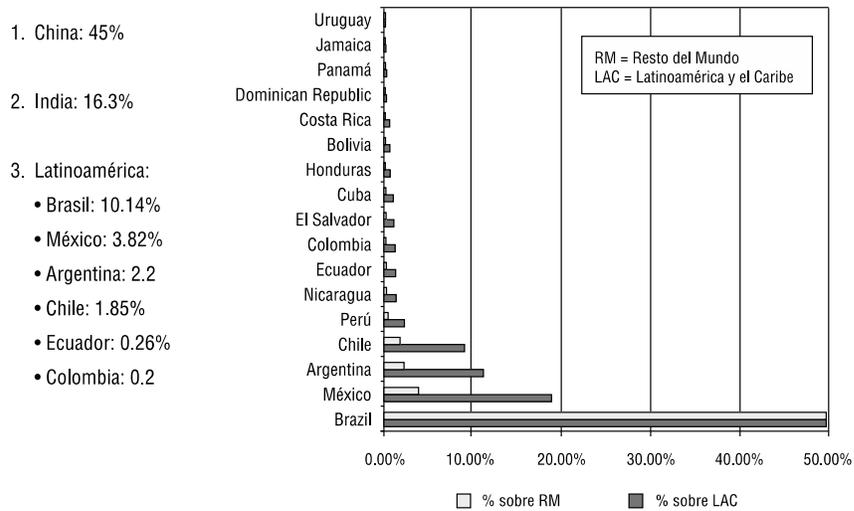
Las Reducciones Verificadas de Emisiones “VERs”, son unidades generadas a partir de proyectos voluntarios que reduzcan emisiones de dióxido de carbono, que aún no fueron certificadas y que son adquiridas contra entrega del informe de verificación.

Los principales compradores de créditos de carbono en el mundo, son los países desarrollados y, los principales vendedores, Latinoamérica y Asia.

la forestación, reforestación y conservación, participa en la generación de excedentes en calidad de propietario de los recursos naturales a través de la certificación, negociación internacional, mediante la estrategia de Generación de ingresos por sumideros de carbono a través de forestación y reforestación que posibilitará la venta y distribución equitativa y solidaria de los beneficios generados por la comercialización de bonos del carbono en mercados internacionales emergentes, en el marco del Mecanismo de Desarrollo Limpio.” También, en la pág 179 refiere que habrá una reforma normativa de la temática ambiental (Ley de Biodiversidad, Ley de Carbono, Ley Forestal y Ley de Medio Ambiente, etc.)

No obstante los buenos propósitos antes referidos y, a pesar de que Bolivia es un país mega diverso por los recursos ambientales que posee y, en este entendido, apto para atraer inversión extranjera directa del MDL, en comparación con los otros países de la región, los resultados obtenidos en este aspecto han sido escasos.

**Volumen de reducciones de emisiones certificadas (CER) esperado de proyectos registrados**



Corporación Andina de Fomento - CAF

## Conclusiones

La situación ambiental a todo nivel presenta una problemática compleja para los diferentes agentes sociales y económicos que componen a una comunidad, entendida en lo doméstico, público, regional e interregional, en cuyo caso se entiende como la comunidad global.

En tal situación, la experiencia demuestra que todo sistema complejo que no tiene una definición o solución posible en el corto plazo, termina siendo resuelta mediante la regulación y/o medidas de apoyo político-económicas que trascienden a los involucrados, y que por lo general acaban por ser aceptados, sin que por ello se haya encontrado una solución. Más aun, la problemática ambiental se va transfiriendo entre las diferentes épocas del desarrollo mundial, dejando los desafíos a las siguientes generaciones.

De alguna manera, el tratamiento de la problemática ambiental se asemeja a los eventos críticos de la economía (crisis energética, petróleo, agua y en general crisis asociadas a sectores basados en recursos naturales), ya que la contaminación y la degradación de los recursos naturales son factores críticos para la misma. Esto hace prever que su resolución es altamente compleja en el corto plazo. Existe la posibilidad de daños y costos irreversibles, los periodos son muy largos entre las emisiones y los posibles efectos; las causas y los efectos varían extensamente entre regiones y, los resultados de acciones para mitigarlo son a muy largo plazo. La creación de políticas para proteger eficazmente los sistemas humanos y naturales del cambio climático se complica aún más si se considera que se requiere de la cooperación internacional.

El esquema de los mecanismos flexibles previstos en el PK tienen un enfoque de economía de mercado de modo que los Estados con compromisos tienen la opción de cumplir sus cuotas de reducción mediante la conversión de sus matrices tecnológicas empleando tecnologías más limpias, invertir en proyectos de reducción de emisiones a escala internacional o comerciar con los derechos de emisión. El sistema de Kyoto, como todo esquema de mercado, genera polémica. Empero es el único sistema internacional que se tiene para mitigar el problema del calentamiento global y, con él surgen nuevos riesgos y oportunidades para los países en Desarrollo.

Los países con significativas coberturas boscosas, alta biodiversidad y potencial para participar dentro del MDL, como es el caso de Bolivia, tienden a competir entre ellos por atraer proyectos de inversión, siendo necesario, en consecuencia, conocer sus repercusiones en varios ámbitos, así como las posibles opciones de respuesta para poder evaluar los costos y beneficios, y los riesgos de tomar una posición activa o pasiva frente al problema.

En efecto, sólo conociendo a fondo el problema, el país tendrá una posición coherente en materia del cambio climático. Es necesario entonces definir una estrategia nacional sobre medio ambiente a cargo de una comisión multidisciplinaria, con participación pública y privada, que sea la responsable de hacer el seguimiento y de proponer las acciones más recomendables para el beneficio de todos los bolivianos. En materia jurídica, al menos deberían analizarse los siguientes temas:

- i. Marco Jurídico Internacional.
- ii. Aspectos normativos e institucionales de los países inversores.
- iii. Disposiciones normativas e institucionales de los países anfitriones
- iv. Relaciones contractuales entre inversores, proponentes y participantes de Proyectos MDL.
- v. Aspectos contractuales relativos a la venta de CERs.
- vi. El riesgo político del País Anfitrión y, como incide este riesgo en la atracción de inversión.
- vii. Los procedimientos nacionales que se aplican para la aprobación de proyectos MDL si son claros, transparentes y eficientes.
- viii. El apoyo que el país está dando para el desarrollo de los Proyectos.
- ix. La propuesta de un marco normativo que regule el comercio de CERs. Propiedad de los CER: públicos o privados, aspectos fiscales, etc.

## **Bibliografía**

NACIONES UNIDAS

1992 Convenio Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Naciones Unidas.

---

- 1998 Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Naciones Unidas.
- 2001 Informe de la Conferencia de las Partes sobre su Séptimo Período de Sesiones, Celebrado en Marrakech del 29 de octubre al 10 de noviembre de 2001. Naciones Unidas.
- MINISTERIO DE DESARROLLO SOSTENIBLE Y PLANIFICACIÓN
- S/F Estudio de la Estrategia Nacional de Participación de Bolivia en el Mecanismo de Desarrollo Limpio del Protocolo de Kyoto. República de Bolivia, Ministerio de Desarrollo Sostenible y Planificación. PCC. Banco Mundial. Programa de Estudios de Estrategia Nacional.
- SERRA, Lucila y DE ELIZALDE, Maximiliano
- 2005 Aspectos Legales del Mecanismo de Desarrollo Limpio- Contratos de Carbono”. Oficina Argentina para el Mecanismos de Desarrollo Limpio. Falta lugar.

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

### AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL LUMIERES

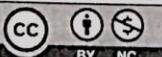
Nosotros **JUAN PABLO FUQUEN PAEZ** y **MATEO RODRÍGUEZ BELTRÁN** en calidad de titulares de la obra **ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO - FINANCIERA DEL USO DE ENERGÍA SOLAR TÉRMICA COMO SUSTITUTO DE COMBUSTIBLE EN LA GENERACIÓN DE VAPOR PARA INYECCIÓN CONTINUA EN UN CAMPO DE ESTUDIO**, elaborada en el año 2016, autorizamos al Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América para que incluya una copia, indexe y divulgue en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que nos corresponden y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).

Al respecto como Autor(es) manifestamos conocer que:

- La autorización es de carácter no exclusiva y limitada, esto implica que la licencia tiene una vigencia, que no es perpetua y que el autor puede publicar o difundir su obra en cualquier otro medio, así como llevar a cabo cualquier tipo de acción sobre el documento.
- La autorización tendrá una vigencia de cinco años a partir del momento de la inclusión de la obra en el repositorio, prorrogable indefinidamente por el tiempo de duración de los derechos patrimoniales del autor y podrá darse por terminada una vez el autor lo manifieste por escrito a la institución, con la salvedad de que la obra es difundida globalmente y cosechada por diferentes buscadores y/o repositorios en Internet, lo que no garantiza que la obra pueda ser retirada de manera inmediata de otros sistemas de información en los que se haya indexado, diferentes al Repositorio Digital Institucional – Lumieres de la Fundación Universidad América.
- La autorización de publicación comprende el formato original de la obra y todos los demás que se requiera, para su publicación en el repositorio. Igualmente, la autorización permite a la institución el cambio de soporte de la obra con fines de preservación (impreso, electrónico, digital, Internet, intranet, o cualquier otro formato conocido o por conocer).
- La autorización es gratuita y se renuncia a recibir cualquier remuneración por los usos de la obra, de acuerdo con la licencia establecida en esta autorización.
- Al firmar esta autorización, se manifiesta que la obra es original y no existe en ella ninguna violación a los derechos de autor de terceros. En caso de que el trabajo haya sido financiado por terceros, el o los autores asumen la responsabilidad del cumplimiento de los acuerdos establecidos sobre los derechos patrimoniales de la obra.
- Frente a cualquier reclamación por terceros, el o los autores serán los responsables. En ningún caso la responsabilidad será asumida por la Fundación Universidad de América.
- Con la autorización, la Universidad puede difundir la obra en índices, buscadores y otros sistemas de información que favorezcan su visibilidad.

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

Conforme a las condiciones anteriormente expuestas, como autores establecemos las siguientes condiciones de uso de nuestra obra de acuerdo con la *licencia Creative Commons* que se señala a continuación:

	Atribución- no comercial- sin derivar: permite distribuir, sin fines comerciales, sin obras derivadas, con reconocimiento del autor.	<input type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial: permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.	<input type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial – compartir igual: permite distribuir, modificar, crear obras derivadas, sin fines económicos, siempre y cuando las obras derivadas estén licenciadas de la misma forma.	<input checked="" type="checkbox"/>

Licencias completas: [http://co.creativecommons.org/?page\\_id=13](http://co.creativecommons.org/?page_id=13)

Siempre y cuando se haga alusión de alguna parte o nota del trabajo, se debe tener en cuenta la correspondiente citación bibliográfica para darle crédito al trabajo y a su(s) autor(es).

De igual forma como autores autorizamos la consulta de los medios físicos del presente trabajo de grado así:

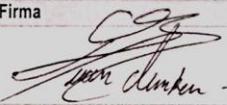
AUTORIZO (AUTORIZAMOS)	SI	NO
La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca) del CD-ROM y/o Impreso	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer para efectos de preservación	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Información Confidencial: este Trabajo de Grado contiene información privilegiada, estratégica o secreta o se ha pedido su confidencialidad por parte del tercero, sobre quien se desarrolló la investigación. En caso afirmativo expresamente indicaremos, en carta adjunta, tal situación con el fin de que se respete la restricción de acceso.	SI	NO
	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá D.C. a los 14 días del mes de Julio del año 2017.

#### LOS AUTORES:

##### Autor 1

Nombres	Apellidos
JUAN PABLO	FUQUEN PAEZ
Documento de identificación No	Firma
1.019.081.630	

Nombres	Apellidos
JAISSON MATEO	RODRÍGUEZ BELTRÁN
Documento de identificación No	Firma
1.026.285.608	