

UNIVERSIDAD DON BOSCO



**“EVALUACIÓN DE UNA PROPUESTA DE INTEGRACIÓN DE LA
TECNOLOGÍA DE CONCENTRACIÓN SOLAR PARA PRODUCCIÓN DE
CALOR DE PROCESO EN UNA CENTRAL TERMOELÉCTRICA”**

**TRABAJO DE GRADUACION PREPARADO PARA LA FACULTAD DE
INGENIERIAS UDB**

PARA OPTAR AL GRADO DE:

MAESTRO EN GESTIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES

PRESENTADO POR:

ING. VÍCTOR ENRIQUE DIMAS VALLE

ING. JOAQUÍN ANTONIO FLORES ESCAMILLA

ING. GERARDO ANTONIO GUARDADO ALVARENGA

ASESOR:

MTR., ING. ÁLVARO RENÉ FLAMENCO RAMOS

ANTIGUO CUSCATLÁN, EL SALVADOR CENTROAMÉRICA

SEPTIEMBRE, 2020

Indice

1. Introducción	13
1.1. Objetivos	14
1.1.1 Objetivo General	14
1.1.2 Objetivos Específicos.....	14
1.2. Justificación	14
2. Marco Teórico.....	16
2.1 Análisis de la Generación de Energía Eléctrica de la CTN	17
2.2 Perspectiva de Generación de Energía Eléctrica Nacional	19
2.2.1 Generación Disponible a partir de 2019 y Proyectos Confirmados a Futuro	20
2.2.2 Otras Plantas de Generación Eléctrica Proyectadas.....	21
2.2.3 Escenarios de Demanda	22
2.2.4 Análisis del Precio de Combustibles.....	23
2.2.5 Resultado de Escenarios GNL y otros Combustibles	25
2.2.5.1 Escenario con Demanda BASE.....	25
2.2.5.2 Escenario con Demanda ALTA	26
2.3 Análisis del Consumo de Combustible de las Calderas Auxiliares	28
2.4 Análisis del Proceso de Producción de Vapor	29
2.5 Estimación de la Demanda de Vapor.....	33
3. Propuesta de integración del Sistema Termosolar	38
4. Selección del Área Disponible para el Proyecto.....	42
5. Cálculo de potencia del Sistema Híbrido de Generación de Vapor.....	45
5.1 Datos Meteorológicos del Emplazamiento	46
5.2 Día y Mes de Diseño para el Proyecto.....	46
5.3 Características de la Instalación Termosolar	46
5.4 Características Ópticas de CCP Propuesto	51
5.5 Balance de Energía en Campo de CCP's.....	52
5.6 Cálculo de Potencia Térmica Útil del Campo de CCPs.....	56
5.6.1 Distribución de Temperatura en Tubo Absorbedor	57
5.6.2 Cálculo de Rendimiento del Campo Solar	59
5.7 Análisis de Resultados	60
5.7.1 Producción Anual de Energía Térmica	62
5.7.2 Ahorro Equivalente de Combustible.....	63
5.7.3 Resumen de Producción del Sistema Termosolar	64
5.7.4 Porcentaje de Ahorro de Energía	65

6. Modos de Operación del Sistema Termosolar	66
6.1 Arranque del sistema termosolar (Operación Diurna)	66
6.2 Funcionamiento de la caldera solar	67
6.3 Acciones del Control de Temperatura	67
6.4 Modos de Operación Diurno y Nocturno	68
7. Análisis Económico y Financiero	69
7.1 Información para la Formulación del Proyecto	70
7.2 Análisis Económico y Financiero de los Escenarios Propuestos.....	71
8. Conclusiones.....	73
9. Recomendaciones	75
10. Referencias.....	76
11. Anexos	78

Lista de tablas

Tabla 1 Generación Neta en GWh de la Central Térmica Nejapa (2015-2019) (Elaboración Propia)	18
Tabla 2 Generación disponible en 2019 y proyectos confirmados a futuro (CNE, 2019).....	21
Tabla 3 Proyectos candidatos (CNE, 2019)	21
Tabla 4 Proyección de precios de combustibles en USD (CNE, 2019).....	24
Tabla 5 Consumo en galones de HFO de las calderas auxiliares (CB1 y CB2) (Elaboración propia)	28
Tabla 6 Costo promedio Anual de operación (USD) (Elaboración propia).....	29
Tabla 7 Lecturas de parámetros operativos de la caldera CB1. Desde el 20 al 26/Feb/2020 (Elaboración propia).....	32
Tabla 8 Lecturas de parámetros operativos de la caldera CB2. Desde el 20 al 26/Feb/2020 (Elaboración propia).....	33
Tabla 9 Eficiencia de Calderas a plena carga (%) (Elaboración propia)	36
Tabla 10 Consumo en galones de las CB1 y CB2 (2018), (Elaboración propia).....	37
Tabla 11 Comparación y análisis de áreas posibles para implementar el proyecto (Elaboración propia)	43
Tabla 12 Resumen de sistemas solares térmicos disponibles (VICOT, 2020)	44
Tabla 13 Características del campo de concentradores solares (VICOT, Propuesta Técnica, 2020)	47
Tabla 14 Parámetros geométricos de concentrador solar (VICOT, Propuesta Técnica, 2020)	51
Tabla 15 Parámetros ópticos de un CCP del modelo propuesto según propuesta técnica. (VICOT, Propuesta Técnica, 2020)	51
Tabla 16 Parámetros operativos de sistema solar de generación de vapor (Elaboración propia) .	52

Tabla 17 Valores del coeficiente de pérdidas (<i>UI</i>) para el CCP, (Moya, Alonso, & Gutiérrez, 2009)	54
Tabla 18 Resumen del cálculo para el ángulo de incidencia para la fecha de diseño (15 de abril). (Elaboración Propia a partir del modelo matemático)	56
Tabla 19 Resumen de la producción de potencia térmica y vapor del sistema termosolar para el día de diseño 15 de abril, (Elaboración propia a partir de datos de salida de modelo matemático desarrollado).....	59
Tabla 20 Tabla de eficiencias del campo solar (Elaboración propia)	60
Tabla 21 Energía térmica mensual acumulada (MWh _{th}), para un campo solar de 675 m ² (Elaboración propia).....	64
Tabla 22 Producción anual del sistema termosolar (Elaboración propia).....	65
Tabla 23 Tabla con datos para la formulación y evaluación del proyecto (Elaboración propia)..	70
Tabla 24 Resumen de análisis económico y financiero para los escenarios analizados (USD), (Elaboración propia).....	71

Lista de figuras

Figura 1 Gráfico de Generación de Energía Neta GWh (2015-2019)(Elaboración Propia).	18
Figura 2 Evolución de Capacidad instalada (CNE, 2019).	19
Figura 3 Capacidad Instalada 2018 (CNE, 2019).	20
Figura 4 Crecimiento de demanda de energía (GWh) (Elaboración propia).	23
Figura 5 Crecimiento de demanda de potencia (MWe) (CNE, 2019).....	23
Figura 6 Inyección por recurso para escenario BASE (GWh) (CNE, 2019).	25
Figura 7 Generación por recurso de escenario BASE (Izquierda.) y Escenario base con retraso en GNL (Derecha.), (CNE, 2019).....	26
Figura 8 Generación por recurso de (Izquierda.) escenario base y escenario con demanda alta (Derecha.), (CNE, 2019).	27
Figura 9 Generación por recurso de escenario base (Izquierda.) y escenario con demanda alta y retraso en GNL (Derecha.), (CNE, 2019).	27
Figura 10 Variación de parámetros operativos CB1, 6/Marzo/2018 (Elaboración propia).	30
Figura 11 Variación de parámetros operativos CB1, 7/Mayo/2018 (Elaboración propia).	30
Figura 12 Variación de parámetros operativos CB1, 20/Sept/2018 (Elaboración propia).	31
Figura 13 Variación de parámetros operativos CB1, 15/Nov./2018 (Elaboración Propia).	31
Figura 14 Caldera para vapor Cleaver Brooks CB600 de 125 BHP similar a la existente en la CTN.....	34
Figura 15 Ejemplo de Cálculo de la Energía del Bunker (BTU/gal) a través del software Bunker Máster, empleado en la CTN.	36
Figura 16 Propuesta de integración de la tecnología CCP al proceso de generación actual (Elaboración propia).....	38

Figura 17 Parte principales de un generador de vapor tipo Kettle (Kakac & Liu, 2002).	39
Figura 18 Clasificación en función del factor de concentración (Paredes Velasco, 2012).....	40
Figura 19 Esquema de un CCP (Paredes Velasco, 2012).	41
Figura 20 Zonas con potencial para implementar el proyecto termosolar (fuente: Google Earth).	42
Figura 21 Ubicación del lugar de estudio (lat.: 13.77963 ° y Long.: -89.202209 °) (Ref. Google Earth).....	45
Figura 22 Instalación termosolar (campo de concentradores y bloque de potencia para generación de vapor) integrada en el proceso de producción de vapor con base a HFO (VICOT, Propuesta Técnica, 2020).	47
Figura 23 Configuración de campo de 168 CCPs, en arreglo de 6 lazos en paralelo con 28 CCPs en serie cada uno (VICOT, Propuesta Técnica, 2020).	48
Figura 24 Imagen de CCP como el propuesto (VICOT, 2020).....	49
Figura 25 Vistas de arreglo (lazo) de CCPs como los propuestos para el proyecto, (VICOT, Propuesta Técnica, 2020).	49
Figura 26 Geometría de la sección transversal del CCP (VICOT, Propuesta Técnica, 2020).....	50
Figura 27 Esquema de instalación termosolar y generador de vapor (Elaboración propia).	52
Figura 28 modelo de discretización del tubo absorbedor del lazo de concentradores (Elaboración propia).	58
Figura 29 Variación del flujo de aceite y la temperatura de salida del campo solar para el día de diseño (Elaboración propia).	60
Figura 30 Variación de potencia térmica del generador de vapor del campo solar respecto a un flujo variable de aceite en el campo solar (Elaboración propia).	61
Figura 31 Variación de la potencia térmica contra el flujo de aceite (Elaboración propia).....	62
Figura 32 Diagrama de Sankey del flujo de energía. Q_{S-c} es la energía de la radiación solar y Q_{a-f} es la energía en el fluido de trabajo, todo para el día de diseño (Elaboración propia).	65
Figura 33 Esquema de la instalación propuesta (Elaboración propia).	68
Figura 34 Variación de VAN y TIR con respecto al precio del combustible (Potencia de 0.3 MW_{th}), (Elaboración propia a partir de análisis económico y financiero).	72
Figura 35 Variación de VAN y TIR con respecto al tamaño de la planta (basada en una potencia base de 0.3 MW_{th}), (Elaboración propia a partir de análisis económico y financiero).	72
Figura 36 Comparación de precio MRS (US\$/MWh) y Crudo (US\$/bbl) (Elaboración propia). 73	

Glosario y abreviaturas

Término	Definición
ASME	“American Society of Mechanical Engineers”, por sus siglas en ingles. Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos.
barg	Unidad de presión referida a valor manométrico (no considera la presión atmosférica).
BHP	“Boiler Horse Power”, por sus siglas en ingles. Unidad de medida de la capacidad de una caldera para producir vapor. 1 BHP equivale a 34.5 libras de vapor seco por hora a una temperatura de 100 °C.
BTU	“British Thermal Unit”, por sus siglas en ingles. Unidad de energía térmica inglesa
°C	Grado Celsius, unidad de temperatura
Caldera Acuatubular	Caldera en la que el agua circula por el interior de los tubos y los gases de escape de combustión por el exterior de estos.
Caldera Auxiliar	Caldera utilizada para el suministro de vapor demandado por una máquina para cuando las calderas principales no se encuentran en operación
Caldera Piro-tubular	Caldera en la que los gases de escape de la combustión circulan por el interior de los tubos y el agua por el exterior.
CAPEX	“Capital Expenditures”, por sus siglas en ingles. Gastos en capital.
CB1	Caldera Cleaver Brook 1.
CB2	Caldera Cleaver Brook 2.
CCP	Concentrador Cilindro Parabólico
CNE	Consejo Nacional de Energía

Concentrador solar	Dispositivo que concentra la radiación solar en un punto específico; utilizado para generar energía térmica, la cual se transmite a un fluido de trabajo
CTN	Central Térmica Nejapa
DNI	“Direct Normal Irradiance”, por sus siglas en ingles. Irradiancia Normal Directa, es la radiación que llega a un determinado lugar procedente del disco solar, medida en la dirección del rayo incidente.
EDP	Energía del Pacífico.
Factor de Capacidad de la Planta	Grado de utilización de la capacidad efectiva de una central eléctrica.
°F	Grado Fahrenheit, unidad de temperatura
FOB	“Free On Board”, por sus siglas en ingles. Libre a Bordo. Es una cláusula de comercio internacional que se utiliza para operaciones de compraventa en las que el transporte de la mercancía se realiza por barco.
GDR	Generación Distribuida
GNL	Gas Natural Licuado
GWh	Giga Watt hora, unidad de energía eléctrica, equivale a 1×10^6 Wh
hf	Entalpía de líquido saturado
HFO	“Heavy Fuel Oil”, por sus siglas en ingles. Aceite combustible pesado
hg	Entalpía de vapor saturado
hw	Entalpía de agua de alimentación
Irradiancia Solar	Energía por unidad de área de radiación solar incidente en una superficie
kWh	Kilo Watt hora, unidad de energía eléctrica. equivale a 1×10^3 Wh

lbm	Masa en libras, Unidad de masa.
m	Metro, unidad de longitud
m ²	Metro cuadrado, unidad de área
MME	Mercado Mayorista de Electricidad
MPa	Mega Pascal, unidad de presión de vapor
MWe	Mega Watt eléctrico, unidad de potencia eléctrica
MWp	Mega Watt pico, unidad de potencia eléctrica de energía solar en la industria fotovoltaica (FV).
MWth	Mega Watt térmico, unidad de potencia térmica que mide la cantidad de energía liberada en una central térmica, ya sea convencional o nuclear.
OPEX	“Operational Expenditures”, es un costo permanente para el funcionamiento de un producto, negocio o sistema. Puede traducirse como gasto de funcionamiento, gastos operativos, o gastos operacionales.
PCI	Poder Calorífico Inferior
PPA	“Power Purchase Agreement”. Acuerdo o contrato de compraventa de energía entre un generador y un comprador, generalmente por un largo plazo de tiempo.
psig	Unidad de presión manométrica, libra por pulgada cuadrada manométrica.
Q _{a-f}	Flujo de potencia térmica procedente del absorbedor hacia el fluido
Q _{S-c}	Flujo de potencia térmica procedente desde el sol hacia el concentrador cilindro parabólico
SFV	Solar Fotovoltaico
SIGET	Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones
T/h	Tonelada de vapor por hora, unidad de flujo de vapor

TIR	Tasa Interna de Retorno. Tasa de descuento con la que el valor actual neto (VAN) es igual a cero.
USD	Dólares americanos
VAN	Valor Actual Neto. Criterio de inversión que consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión para conocer cuánto se va a ganar o perder con esa inversión.
WACC	“Weighted Average Cost of Capital”, por sus siglas en inglés, es el coste medio ponderado del capital

Resumen

El objetivo de la presente investigación es evaluar la prefactibilidad de una propuesta de sustitución parcial de la producción de vapor actual de la central generadora de electricidad a base de combustible fósil, por medio del aprovechamiento de la radiación solar para un proceso industrial empleando tecnología de concentración tipo cilindro parabólico (CCP), accionando un sistema de generación de vapor de agua y suplir parte de la demanda de los equipos de la central generadora, cuando estos están fuera de operación. Actualmente el calentamiento se hace mediante la operación de calderas auxiliares, las cuales operan a base de combustible pesado, por lo que se optó por realizar este estudio para determinar la viabilidad de sustituir una parte de este por energía solar y cuantificar el impacto en la reducción del consumo del combustible de estas calderas. Para el estudio se analizó la información de operación disponible sobre consumo de combustible y agua de las calderas para diferentes años de operación, así como también se contó con una propuesta técnica y económica elaborada por un fabricante de equipos CCP. De acuerdo con los resultados, el proyecto presenta indicadores favorables para invertir, viabilidad que se incrementa si se agrega un generador fotovoltaico instalado en techos para generación de energía eléctrica para consumo propio.

Abstract

The objective of this research is to evaluate the prefeasibility of a proposal for partial replacement of the current steam production of the fossil fuel-based electricity generating plant, by taking advantage of solar radiation for an industrial process using concentration parabolic through technology, activating a water steam generation system and supplying part of the demand of the generating station equipment, when they are out of operation. Actually the heating is done through the operation of auxiliary boilers, which operate based on heavy fuel, so it was decided to carry out this study to determine the feasibility of replacing a part of this with solar energy and quantify the impact on the reduction of the fuel consumption of these boilers. For the study, the available operating information on fuel and water consumption of the boilers for different years of operation was analyzed, as well as a technical and economic proposal prepared by a concentrator parabolic through manufacturer. According to the results, the project presents favorable indicators for investment, viability that increases if a photovoltaic generator installed on roofs is added to generate electricity for self-consumption.

1. Introducción

Ubicada a 20 km al norte de la ciudad de San Salvador, la Central Térmica Nejapa (CTN), inició operaciones en el año 1995 con la Fase I instalando 91 MW_e y luego en 1996 amplió su capacidad a 144 MW_e instalando 53 MW_e con la Fase II, ambas fases empleando 27 motores de combustión interna Wärtsilä Diesel, 17 en la fase I y 10 para la fase II. Las unidades generadoras operan con base a aceite combustible (HFO) No. 6 (Bunker), el cual es adquirido en el mercado internacional y es descargado en la terminal marítima del Puerto de Acajutla, propiedad de la compañía. Desde ahí el combustible es trasladado a la CTN por medio de camiones cisterna perteneciente a una compañía de transporte local para luego ser transferido a uno de los dos tanques comunes de almacenamiento, cada uno con capacidad de 1 millón de galones.

Como parte del proceso de eficiencia y ahorro energético, se ha planteado el uso de la energía solar para producción de vapor de agua en una caldera paralela a la auxiliar existente, con lo cual se pretende aportar parte de la demanda de energía térmica requerida por los sistemas auxiliares de los motores de la planta durante éstos permanezcan apagados. En cuanto al sistema de vapor, este puede ser obtenido de dos formas:

- 1) **Motores de los generadores encendidos:** El vapor es producido con los gases de escape de los motores de los generadores a través de dos (2) calderas de recuperación tipo pirotubulares ubicadas en la Fase I y una (1) de tipo acuatubular ubicada en Fase II. La producción total nominal de vapor es 3 Ton/h a una presión de trabajo de 6 barg.
- 2) **Motores de los generadores apagados:** para este caso se cuenta con dos (2) calderas auxiliares tipo pirotubulares de 125 BHP, una para cada Fase, marca Cleaver Brooks (CB), alimentadas con Bunker y/o Diesel, cada una con capacidad de 1.95 Ton/ h de vapor.

Independientemente del modo de operación, vapor siempre es requerido para mantener la temperatura y viscosidad adecuada del Bunker en los tanques de combustibles y sistemas de lubricación de aceite, y para precalentar el block de los motores a través del agua de enfriamiento, la cual debe de permanecer como mínimo en 55 °C para garantizar el arranque de los motores.

Como una medida de ahorro de energía se ha planteado el aprovechamiento de la energía solar para producción de calor útil para el proceso de generación de vapor y así suplir parcialmente la demanda de los sistemas auxiliares. Para lo anterior, se ha hecho la ingeniería básica que consiste en la selección de la tecnología y dimensionamiento del campo solar y de generación de vapor, así como la estimación del presupuesto del proyecto según el porcentaje de cobertura solar.

1.1. Objetivos

1.1.1 Objetivo General

Estudiar la viabilidad técnica y económica de la implementación de la tecnología de concentración solar para la generación de calor útil para apoyo del proceso de producción de vapor de agua que permita cubrir una parte de la demanda actual, determinando el porcentaje de cobertura óptimo que maximice el ahorro de consumo de combustible de la Central Termoeléctrica Nejapa (CTN), como medida de mitigación para reducir los costos de producción de la energía y las emisiones de CO₂.

1.1.2 Objetivos Específicos

- a) Análisis de los sistemas existentes para generación de vapor, caracterizando la operación de los equipos involucrados, así como el perfil de producción y demanda de vapor.
- b) Selección de la tecnología de concentración solar más apropiada para el proyecto y elaboración de la ingeniería básica para el dimensionamiento de un campo de concentradores solares, que opere en paralelo con la caldera piro-tubular de 125 BHP de Fase I.
- c) Análisis de las condiciones operativas y costos de operación por consumo de combustible de las calderas de 125 BHP.
- d) Estimación del costo y beneficio económico que se obtendría con la implementación del proyecto termosolar para la generación de vapor de proceso en la CTN.
- e) Cálculo de la fracción de cobertura solar que maximice el ahorro de combustible empleado en las calderas.

1.2. Justificación

El ingreso a la matriz energética salvadoreña de sistemas de generación de energía eléctrica no convencionales tales como los sistemas de energía solar fotovoltaica y eólico, así como también la importación de energía excedente de otros países, han provocado el desplazamiento de energías como las termoeléctricas, a fin de únicamente mantenerse como un respaldo ante contingencias asociadas a un aumento en la demanda de energía. Lo anterior tiene un gran impacto económico y operativo para los generadores termoeléctricos.

Internamente la empresa cuenta con políticas de ahorro y eficiencia energética que busca optimizar recursos reduciendo el consumo propio de energía. Como ejemplo, la CTN ha elaborado propuestas como la instalación de sistemas fotovoltaicos en techos para auto consumo. Sin embargo, partiendo de la teoría de eficiencia energética, el ahorro energético no solamente aplica para sistemas eléctricos como tal, sino también para sistemas de generación de vapor, sistemas de enfriamiento, calderas, entre otros.

Uno de los procesos de producción desarrollados en la CTN que mayor consumo energético demanda es la generación de vapor a través de calderas auxiliares cuya fuente de energía es combustible HFO.

Dado que en el país se cuenta con gran potencial para el aprovechamiento del recurso solar y que ya existen sistemas termoeléctricos que funcionan de manera híbrida, el desarrollo de este estudio pretende presentar a nivel de prefactibilidad, una alternativa innovadora y amigable con el medio ambiente, por medio de un proyecto de optimización de consumo energético para la CTN que marque la pauta en la reconversión de los sistemas termoeléctricos de país.

Como ya se mencionó, en la actualidad la CTN cuenta con dos (2) calderas auxiliares, para cuando no se utilizan las tres (3) calderas de gases de escape. El vapor generado por las calderas es utilizado en los siguientes sistemas:

- a) **Sistema de HT** (High Temperature). El vapor se utiliza para mantener el agua del motor a una temperatura mayor a 55 °C, como temperatura mínima para el arranque de los motores.
- b) **Sistema de lubricación**. De similar manera que el sistema de agua se requiere que el aceite de lubricación se mantenga como mínimo a un valor de temperatura de 55 °C para mantener propiedades adecuadas de viscosidad, lubricación de partes, etc.
- c) **Sistema de Combustible**. El vapor es utilizado para calentar el combustible (Bunker) que alimenta tanto a las calderas auxiliares como a los motores, el cual debe de permanecer a una temperatura de 130 °C a la entrada de estos.

Debido a la baja generación de energía eléctrica de la planta ocasionada por los nuevos proyectos renovables que han desplazado la generación del tipo térmico, la planta CTN permanece mucho más tiempo apagada y por tanto requiriendo vapor producido por las calderas auxiliares para mantener las condiciones de disponibilidad para el arranque de las unidades generadoras. Lo anterior, hace que la CTN tenga un incremento en el consumo de combustible a base de Bunker para producir el vapor.

El presente documento, constituye un estudio de prefactibilidad técnica y económica del proyecto de integración de la tecnología termosolar de concentración en el proceso de generación de vapor, necesaria para suplir un porcentaje de la demanda de vapor de los sistemas auxiliares de una planta. El estudio se enfocó, como es detallado más adelante, en la implementación de la tecnología de concentradores cilíndricos parabólicos (CCP) y cómo integrar dicha tecnología en el proceso industrial de la CTN.

Para el estudio se contó con la cotización de una instalación termosolar completa elaborada por la compañía *Vicot Solar Technology Co. Ltd* (VICOT) de CHINA, la cual sirvió de base para el análisis técnico y económico presentado en este documento.

Cabe mencionar que también se realizó un análisis de implementar un proyecto fotovoltaico como alternativa del termosolar, con la misma área del proyecto. Al final del documento se presenta el análisis comparativo.

2. Marco Teórico

La CTN produce energía a través de generadores síncronos accionados por motores de combustión interna que consumen aceite combustible ya sea Diesel o Fuel Oil No. 6 (HFO). Entre los sistemas esenciales para la operación está el suministro de vapor generado principalmente por calderas auxiliares que consumen combustible HFO para mantener, por ejemplo, la temperatura del aceite y temperatura del block de los motores, pero, además, existe un consumo propio de energía eléctrica de todos los sistemas auxiliares como bombas y sistema eléctrico de control e instrumentación que en promedio es de 19 MWh/día. Se han implementado actividades de ahorro de energía mediante eficiencia energética, así como también se ha pensado en la integración de la energía solar ya sea para producción de calor útil para apoyo de la generación de energía eléctrica en el proceso productivo de la CTN.

Con base en lo anterior, investigaciones realizadas al respecto sobre las tecnologías disponibles desarrolladas para beneficiarse de la energía solar, son detalladas a continuación:

- a) Producción de electricidad directamente a través de tecnología fotovoltaica.
- b) Uso industrial de sistema de concentración solar para producción de electricidad, frío y calor.

En general, se conoce como concentradores solares a los elementos capaces de recolectar luz solar, concentrarla y dirigirla; se distinguen dos grupos de concentradores:

1. Los de tipo reflectante (que usan espejos), y
2. Los de tipo refractivo (que usan lentes de transmisión). (Romero, 2018)

Pero también están las centrales eléctricas híbridas, las cuales emplean dos o más tecnologías como por ejemplo las centrales termosolares híbridas de ciclo combinado, centrales geo-termosolares, siendo estas últimas, según (NCYT, 2011), una vía más fácil para la transición hacia la implantación generalizada de la energía solar. En cualquier caso, la tendencia es aplicar el concepto "híbrido" a las centrales eléctricas de energía convencional para reducir los costos operativos y reducir el impacto ambiental. Como ejemplo de la implementación de la tecnología solar en procesos industriales se cita, entre otros, la planta de energía Stillwater en USA (LM, 2016), la cual inició con una planta geotérmica de ciclo binario tipo *Topping* de 33 MWe en 2014 a la que luego se agregó un campo fotovoltaico de 26 MWe y por último un campo solar de CCP's con potencia nominal de 2 MWe (17 MWt).

En El Salvador, existe una empresa dedicada al diseño de componentes electrónicos. Dicha empresa tiene en operación desde 2011 un sistema de dos (2) Concentradores Cilíndricos Parabólicos (CCP), de 3 m de alto por 6 m de largo cada uno, diseñados por la empresa VICOT, y su función principal es calentar un aceite térmico (Shell S2X) a una temperatura entre 250°C a 300°C, y posteriormente en un intercambiador se transfiere el calor, evaporando el químico de limpieza (Terpeno) que es utilizado en equipos, después de la aplicación de la soldadura de componentes electrónicos.

El terpeno al ser calentado se evapora y los residuos sólidos quedan depositados en el fondo del contenedor del intercambiador. Posteriormente el químico en estado gaseoso es enfriado (o condensado) pudiendo nuevamente ser reutilizado en el proceso de limpieza.

Estos CCP, fueron ubicados sobre el techo de uno de los edificios y fueron adquiridos a través de una empresa internacional; el montaje estructural fue realizado por una empresa local.

Este tipo de proyecto solar se considera como una aplicación de éxito de la integración de la tecnología termosolar a nivel de industria. La empresa antes citada, actualmente se encuentra interesada en ampliar esta tecnología en otros procesos.

En cuanto a rutinas de mantenimiento de los CCP, estos únicamente requieren de limpieza utilizando agua y un raspador de hule y es realizado una vez por semana.

Además, dicha aplicación significó un ahorro energético al prescindir de dos calentadores eléctricos de 18 kW_e c/u, operando 20 horas al día, teniendo ahorros promedios por facturación de \$1,500 mensuales.

Proyectos como los citados son ejemplos de la factibilidad de la implementación de la energía solar mediante la tecnología apropiada, siendo esto último un factor importante ya que la selección de la tecnología y el porcentaje de cobertura dependen de la demanda y tipo de energía, pero, sobre todo, del tipo de energía primaria empleada para su producción. A continuación, se describe un análisis de la proyección de la generación de energía eléctrica de la CTN mediante la cual se busca justificar el proyecto de integración de la tecnología solar.

2.1 Análisis de la Generación de Energía Eléctrica de la CTN

Durante los últimos cinco años, la CTN disminuyó su generación de energía eléctrica, debido al ingreso de nuevos generadores del tipo renovables a la matriz energética de El Salvador, el resumen de la generación neta para la CTN se presenta en la Tabla 1

En cuanto a la generación de energía anual, en 2015 fue de 440.18 GWh, 387.28 GWh para 2016 y 22.83 GWh para para el 2017 (la generación más baja en el periodo analizado del 2015 al 2019). Para el 2018 se generó 68.85 GWh y 152.62 GWh para el 2019.

Gráficamente en la Figura 1 se muestra la tendencia de la generación neta de la CTN en el periodo del 2015 al 2019.

Como puede observarse, la CTN ha sufrido una contracción en su generación, para muestra, la producción para 2019 fue 34.36% de la reportada en 2015, y la menor contracción porcentual la tuvo en el 2017, generando solo 5.19% respecto al 2015.

Tabla 1 Generación Neta en GWh de la Central Térmica Nejapa (2015-2019) (Elaboración Propia)

Mes/Año	2015	2016	2017	2018	2019
Ene	0.02	15.14	5.71	0.00	1.30
Feb	28.79	11.55	1.51	0.00	17.28
Mar	64.29	29.49	0.88	0.01	3.71
Abr	54.98	54.51	2.65	0.08	19.23
May	47.65	74.31	7.55	6.45	7.36
Jun	41.89	46.08	2.46	0.59	9.23
Jul	57.84	20.63	0.16	37.92	37.78
Ago	58.36	12.12	0.07	19.79	34.30
Sept	46.36	3.35	0.57	0.53	14.61
Oct	27.07	56.27	0.11	2.22	2.03
Nov	9.25	35.68	0.14	1.26	4.40
Dic	3.68	28.16	1.03	0.00	0.00
Total	440.18	387.28	22.83	68.85	151.24

Debido a la baja generación, la CTN debe de invertir en una mayor cantidad de combustible para la operación de sus calderas auxiliares para la producción de vapor, con la finalidad de mantener las condiciones operativas para el momento de comenzar a generar.

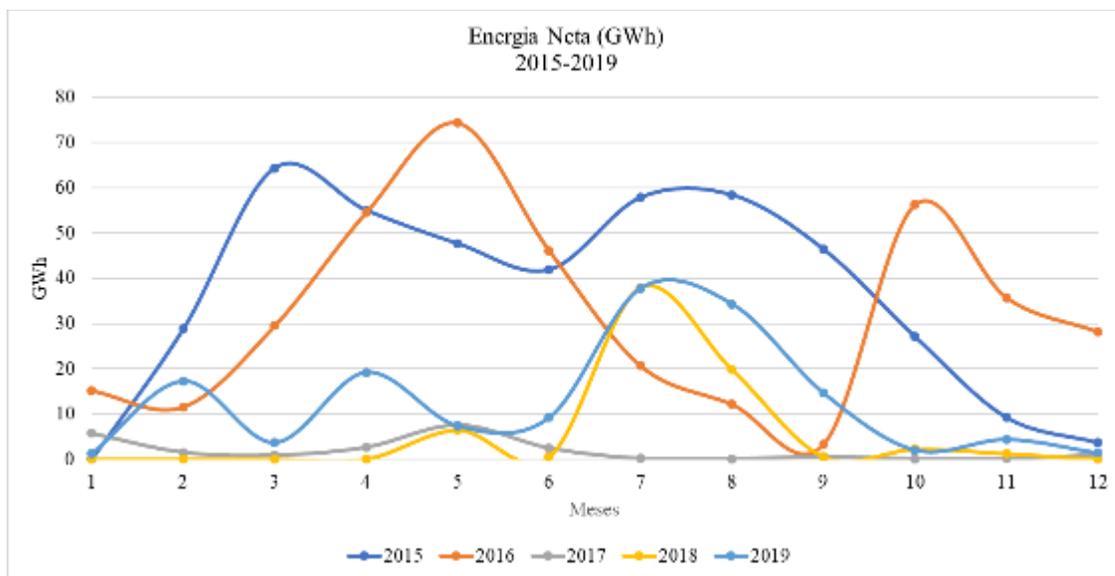


Figura 1 Gráfico de Generación de Energía Neta GWh (2015-2019) (Elaboración Propia).

Con la entrada en operación de la Planta de gas natural de 350 MWe de Energía del Pacífico para el año 2021, la tendencia a la baja de generación es una posibilidad muy alta, por tanto, cualquier proyecto que pueda minimizar los costos operativos de generación de vapor en las calderas

auxiliares se vuelve primordial en la actual posición de la CTN en el mercado energético actual y futuro.

2.2 Perspectiva de Generación de Energía Eléctrica Nacional

El parque de generación del país ha tenido un crecimiento durante los últimos 15 años, con un enfoque en las energías renovables, sobre todo un crecimiento en la biomasa, hidroeléctrica y energías renovables no convencionales en mercado mayorista y generación distribuida (GDR), (CNE, 2019). Dicho crecimiento de la capacidad instalada ha sido suficiente para cubrir la demanda de potencia y energía de los últimos años, sin generar problemas de desabastecimiento nacional.

La Figura 2 muestra la evolución de la matriz energética instalada, durante el periodo del 2015 al 2018, en el cual el parque generador base corresponde al que se encuentra instalado a diciembre 2018, y está compuesto por una matriz que contiene varios recursos, entre ellos la hidroeléctrica, geotérmica, térmica a base de Bunker y Diésel, biomasa y finalmente las Energías Renovables no Convencionales, esencialmente esta última con la solar fotovoltaica tanto en mercado mayorista como la generación distribuida.

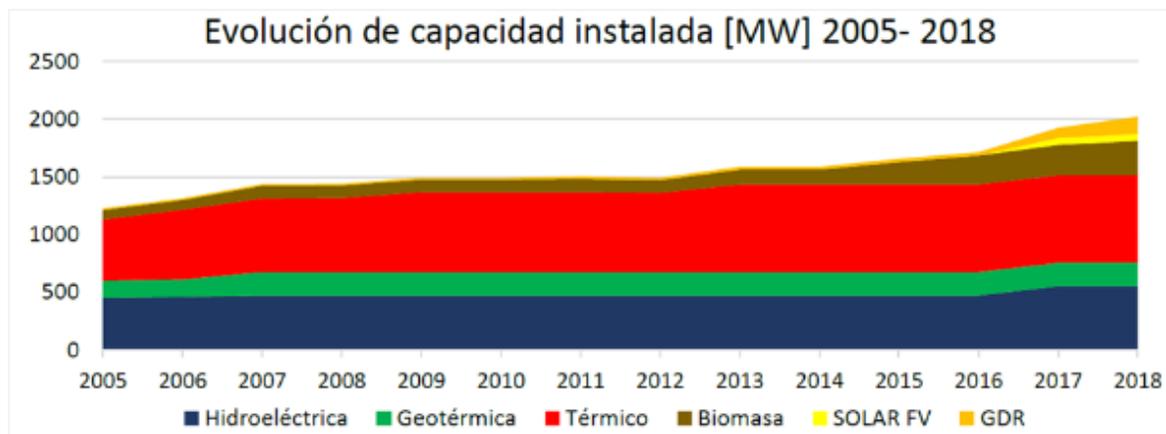


Figura 2 Evolución de Capacidad instalada (CNE, 2019).

La Figura 3, muestra cómo se encontraba estructurada la capacidad instalada por tecnología para el 2018.

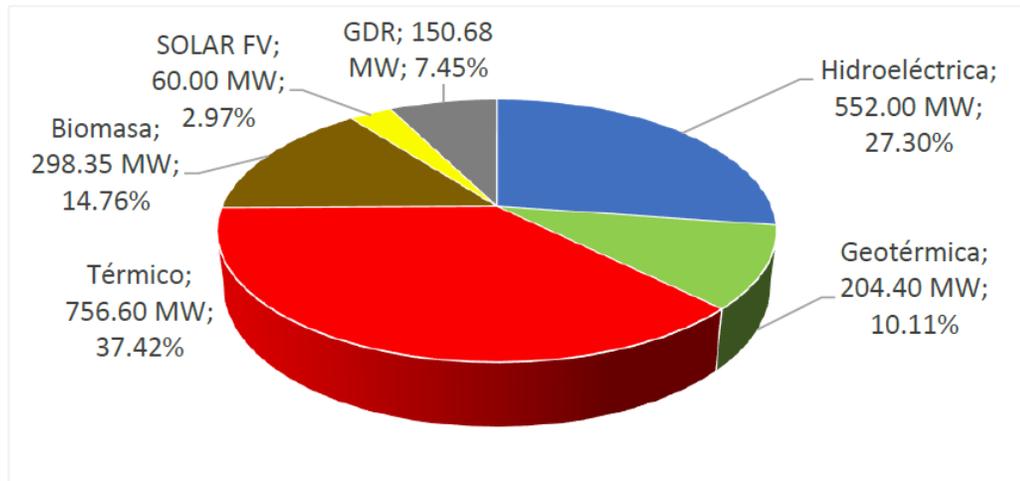


Figura 3 Capacidad Instalada 2018 (CNE, 2019).

2.2.1 Generación Disponible a partir de 2019 y Proyectos Confirmados a Futuro

De acuerdo con la SIGET, la mayor cantidad de energía generada en el país es comercializada a través de contratos a largo plazo (PPA, por sus siglas en inglés), resultado de un proceso de licitación promovido por el CNE, SIGET y las empresas distribuidoras de energía eléctrica. Los PPA permiten a los desarrolladores e inversionistas contar con un documento contractual que les garantice la compra de energía por un plazo entre 15 y 20 años a un precio establecido por competencia en proceso de licitación.

Los PPA representan una garantía importante para las empresas ganadoras de un proceso de licitación, ya que los bancos establecen un nivel de riesgo y una tasa de interés más baja por el hecho de contar con un contrato de suministro de largo plazo. La Tabla 2, muestra los PPA confirmados desde el 2019 al 2021.

El proyecto de Energía del Pacífico (EDP), en el municipio de Acajutla, ha iniciado su proceso constructivo luego de haber obtenido todos los permisos necesarios y se espera que su entrada en operación sea en el año 2021.

Los proyectos CAPELLA SOLAR, ECOSOLAR, SONSONATE ENERGÍA y VENTUS son proyectos que están en su proceso de trámites ambientales y permisos de construcción. Se esperaba estos entraran en operación en abril del año 2020.

Tabla 2 Generación disponible en 2019 y proyectos confirmados a futuro (CNE, 2019)

Proyectos	Recurso	Fecha	Potencia (MW)	Inversion (\$/kW)
Trinidad (46 kV)	FSV	1/2/2019	8.0	2,800
Trinidad (34.5 kV)	FSV	1/2/2019	6.0	2,800
Trinidad (115 kV)	FSV	1/2/2019	20.0	1,900
Capella Solar	FSV	1/4/2020	100.0	1,500
EcoSolar	FSV	1/4/2020	9.9	1,515
Sonsonate Energía	FSV	1/4/2020	10.0	1,500
Chaparral	Hidro	1/1/2021	65.7	2,283
VENTUS	Eólica	1/4/2020	50.0	2,200
Energía del Pacífico	GNL	1/7/2021	380.0	2,116
Total			649.6	

La instalación de energía, como la solar, dado que es un recurso no gestionable, es decir, la planta generará potencia en forma proporcional con el nivel de irradiancia solar, por lo que estas plantas no pueden garantizar una potencia firme a menos que se acople a un bloque de almacenamiento de energía como las baterías.

Por lo anterior, una matriz energética con este tipo plantas necesitarán de centrales como las térmicas que estén dispuestas a suplir la demanda de energía para garantizar la seguridad, cantidad y calidad del suministro energético según demanda. Actualmente esta función la realizan las plantas termoeléctricas convencionales como la CTN, pero para el 2021 un nuevo competidor entrará en el mercado (EDP), lo cual representa una amenaza para el modelo actual de negocio de las plantas convencionales.

2.2.2 Otras Plantas de Generación Eléctrica Proyectadas

Son proyectos que tienen alguna posibilidad de instalarse debido a que poseen estudios de factibilidad o en otros casos, sus propietarios han manifestado que estos tienen una alta probabilidad de desarrollo. La Tabla 3, muestra los proyectos candidatos a partir del 2021 al 2026.

Tabla 3 Proyectos candidatos (CNE, 2019)

Nombre	Recurso	Fecha opcional	Potencia (MW)	Inversion (\$/kW)
Berlin	Geotermia	1/1/2021	8	6,500
Eólico CEL	Eólica	1/1/2022	40	2,631
Chinameca	Geotermia	1/1/2023	25	6,500
Motor 1	Bunker	1/1/2023	100	2,631
Motor 2	Bunker	1/1/2023	100	2,631
Motor GNL	GNL	1/1/2023	150	1,338

Tabla 3 Continuación (CNE, 2019)

Nombre	Recurso	Fecha opcional	Potencia (MW)	Inversion (\$/kW)
Solar 1	SFV	1/1/2023	50	700
Solar 2	SFV	1/1/2023	15	700
Solar 3	SFV	1/1/2023	60	700
Solar 4	SFV	1/1/2023	20	700
Solar 5	SFV	1/1/2023	80	700
Solar 6	SFV	1/1/2023	25	700
San Vicente	Geotermia	1/1/2023	10	6,500
Berlin U6	Geotermia	1/1/2026	28	6,500
Ampliación Chinameca	Geotermia	1/1/2026	25	6,500
Ampliación San Vicente	Geotermia	1/1/2026	20	6,500

2.2.3 Escenarios de Demanda

El Consejo Nacional de Energía (CNE), ha utilizado dos escenarios de demanda para pronosticar la evolución tanto de la demanda de energía como la oferta. Estos escenarios son el denominado “*BASE*” y “*ALTO*”, los cuales están ligados al crecimiento de la economía y a las variables como la temperatura asociadas al cambio climático.

Estos escenarios de demanda consideran una variable importante como es la instalación de paneles fotovoltaicos en techos de industrias, comercios y residencias. En los últimos 3 años, se ha presentado un fuerte incremento en la instalación de esta solución de autoconsumo. Esto provoca una importante reducción de la demanda de energía vista desde el lado del Mercado Mayorista de Electricidad (MME).

Por otra parte, se resalta que durante los años 2014 – 2018 se tuvo un incremento de la demanda de energía debido a que el país experimentó condiciones climáticas calurosas y de pocas lluvias, lo que incentivó la mayor utilización de sistemas de aire acondicionado y ventiladores para el confort de las personas.

No obstante, la demanda de potencia del año 2018 no fue superior a la del 2017, por lo que surgen las interrogantes de si este fenómeno se debe al uso de sistemas fotovoltaicos para autoconsumo o es debido a que existe una contracción en la demanda de energía, o bien si es el resultado de una mezcla de ambos.

La Figura 4, muestra el escenario de crecimiento de la demanda, en GWh en el periodo 2000 al 2028 con demanda base (azul) y demanda alta (gris).

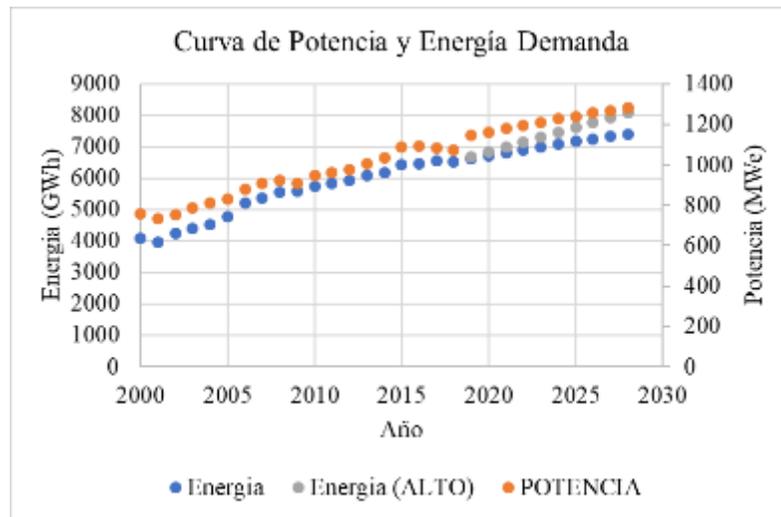


Figura 4 Crecimiento de demanda de energía (GWh) (Elaboración propia).

Como se muestra en la Figura 5, durante los años 2017 y 2018 la demanda de potencia se ha visto disminuida, este efecto podría ser atribuido a un alto incremento de la generación distribuida renovable en la que se incluyen los auto productores fotovoltaicos; sin embargo, se proyecta que para el próximo decenio la demanda crecerá en promedio anual el 1.8%.

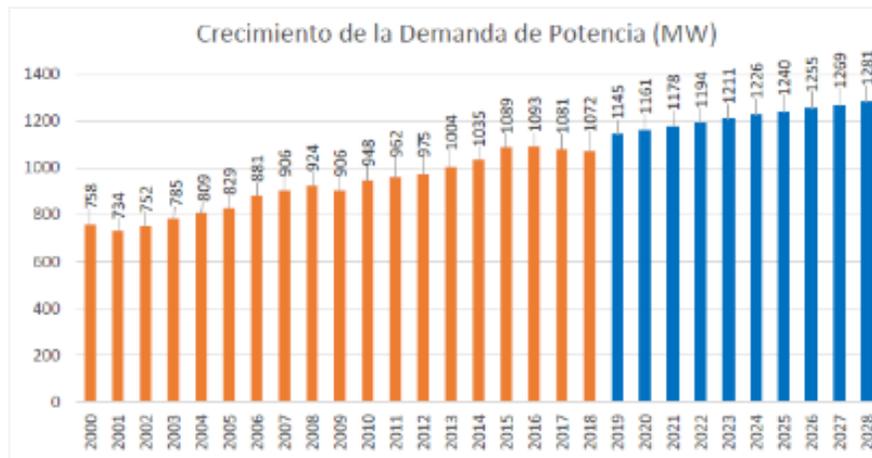


Figura 5 Crecimiento de demanda de potencia (MWe) (CNE, 2019).

2.2.4 Análisis del Precio de Combustibles

El pronóstico de los precios de combustibles se basa en las publicaciones de la U.S. Energy Information Administration (EIA) en su informe “*Annual Energy Outlook 2018*” (Agency, 2018) de febrero de 2018, en la cual el precio del gas natural que se muestra a continuación es el precio establecido para el proyecto Energía del Pacífico (EDP), empresa ganadora del primer proyecto

de generación con base en GNL, el cual indexará su precio de energía contratada al 12.3% del precio Brent (Wikipedia, 2019).

Así mismo se establecen las variaciones en los precios del combustible fósil como es el HFO y el Diésel, los cuales son usados en la CTN para la generación de energía eléctrica.

Los precios de combustibles representan una variable muy impredecible y volátil la cual puede cambiar abruptamente en cualquier momento, tal y como se ha visto en la historia reciente, por lo que estas proyecciones son indicativas y se requiere de una actualización periódica.

La Tabla 4, muestra la proyección de precios de combustibles de GNL, Bunker y Diesel para el período del 2019 al 2028

Tabla 4 Proyección de precios de combustibles en USD (CNE, 2019)

Año	GNL [\$/MBTU]	BUNKER [\$/gal]	DIESEL [\$/gal]
2019	6.92	1.72	2.12
2020	8.61	2.07	2.55
2021	9.52	2.2	2.74
2022	9.91	2.22	2.8
2023	10.2	2.23	2.84
2024	10.39	2.24	2.87
2025	10.53	2.25	2.88
2026	10.76	2.29	2.87
2027	10.9	2.32	2.89
2028	11.11	2.33	2.92

Como puede observarse en Tabla 4, los precios del combustible Diésel superan los precios del Bunker, lo que hace que la generación con base en el primero de ellos tenga un costo variable más elevado. Las proyecciones del precio de estos combustibles muestran que en los próximos 10 años estos precios tenderán al alza, ahí la razón principal por la cual los países como El Salvador buscan diversificar la matriz energética disminuyendo la participación de estos recursos en la matriz de generación de electricidad.

El gas natural es un hidrocarburo mezcla de gases ligeros de origen natural, principalmente contiene metano, y normalmente incluye cantidades variables de otros gases, y a veces un pequeño porcentaje de dióxido de carbono, nitrógeno, ácido sulfhídrico o helio. Se forma cuando varias capas de plantas en descomposición y materia animal se exponen a calor intenso y presión bajo la superficie de la tierra durante millones de años. La energía que inicialmente obtienen las plantas del Sol se almacena en forma de enlaces químicos en el gas. Constituye una importante fuente de energía fósil liberada por su combustión. Se extrae, bien ya sea de yacimientos independientes (gas

no asociado), o junto a yacimientos petrolíferos o de carbón (gas asociado a otros hidrocarburos y gases).

Para El Salvador, el Gas Natural Licuado (GNL) se convierte en una fuente alternativa para generar energía más limpia, ya que este combustible gaseoso tiene menores emisiones de gases de efecto invernadero que el Bunker, por tal razón en el 2013 se adjudicó el primero proyecto a base de gas natural el cual tiene una capacidad de 380 MW_e.

2.2.5 Resultado de Escenarios GNL y otros Combustibles

2.2.5.1 Escenario con Demanda BASE

Los resultados obtenidos del modelo realizado por el Consejo Nacional de Energía, CNE (CNE, 2019) indican que para el periodo de estudio no existirán condiciones de déficit de generación para la cobertura de la demanda. Para el 2023 se prevé que exista una potencia de 899 MW de proyectos nuevos de diferentes recursos.

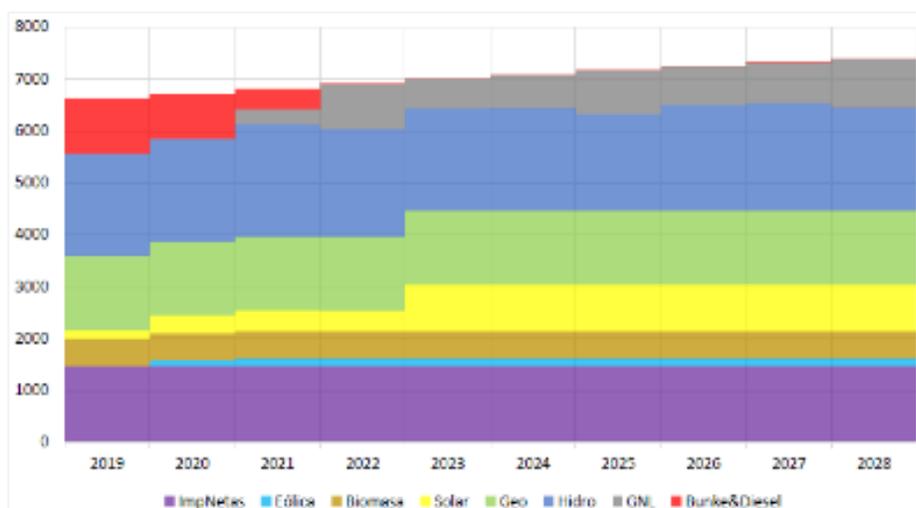


Figura 6 Inyección por recurso para escenario BASE (GWh) (CNE, 2019).

La Figura 6, muestra la inyección de energía por tipo de recurso en el periodo de estudio en el escenario base. Se observa un aumento en la diversificación de la matriz energética con diferentes fuentes de generación, disminuyendo la dependencia de los combustibles búnker y diésel y predominando la generación hidroeléctrica, geotérmica y gas natural. Otras fuentes que contribuyen a la diversificación de la matriz energética son las fuentes solares, eólicas, biomasa y las importaciones netas de energías a través del Mercado Eléctrico Regional (MER).

La entrada en operación del proyecto de GNL en el año 2021 produce un cambio en la matriz eléctrica ya que, lo más probable es que elimina por completo la inyección de generación de centrales térmicas que utilizan el Bunker y Diésel; además existiría la posibilidad de incrementar

la generación a partir de recursos renovables no convencionales para lo cual será necesario realizar los estudios pertinentes de penetración de este tipo de energía para garantizar la estabilidad operativa de la red eléctrica.

En el escenario BASE, considerando un retraso en la entrada en operación de la generación GNL, no se requieren más proyectos que los establecidos en el escenario analizado. Los niveles de generación de electricidad utilizando Bunker y Diésel son mínimos para ambos escenarios, esto debido a que la entrada en operación de la planta de EDP la cual utilizará GNL para generar, posee costos variables de producción inferiores a los del Bunker y Diésel.

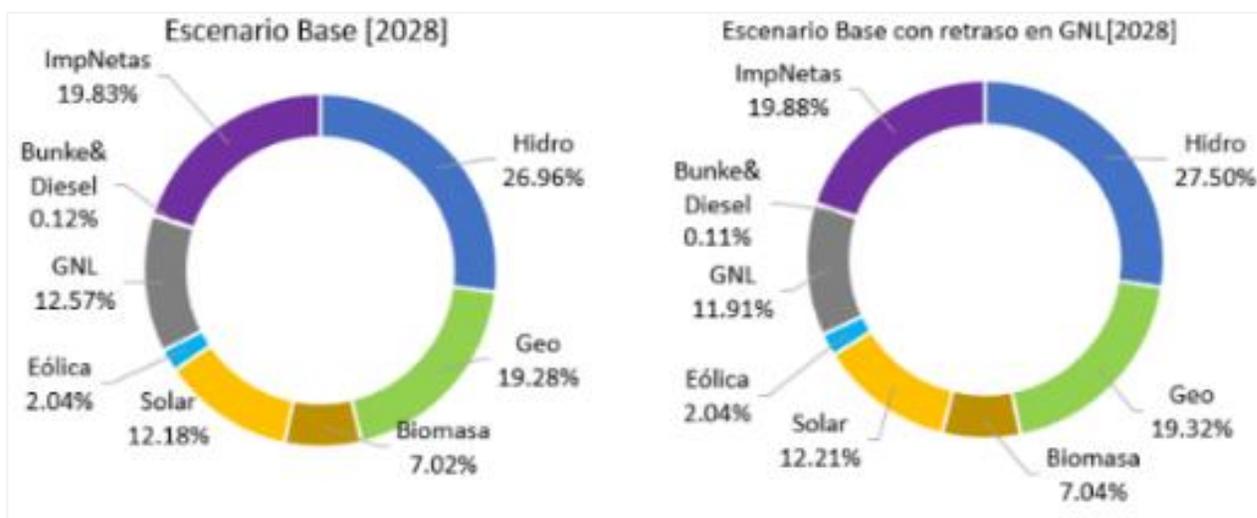


Figura 7 Generación por recurso de escenario BASE (Izquierda.) y Escenario base con retraso en GNL (Derecha.), (CNE, 2019).

2.2.5.2 Escenario con Demanda ALTA

Este escenario considera dos condiciones, la primera solamente compara los escenarios de demanda BASE como la ALTA, mientras que la segunda establece un retraso en la entrada del proyecto con GNL, siempre considerando una demanda alta de energía, para ser siempre comparado con el escenario base.

Como resultado obtenido del modelo para el escenario con demanda ALTA, la potencia total asociada a nuevos desarrollos hasta el 2028 es 899 MW. Lo que significa que aun a pesar de aumentar la demanda de energía, en los próximos 10 años la capacidad de generación necesaria para suplir este crecimiento es suficiente a la establecida en el escenario base.

Es claro que un aumento en la demanda durante los próximos 10 años requerirá que la planta de EDP inyecte más energía al Mercado Mayorista de Electricidad (MME) esto en comparación a la energía necesaria para cubrir el escenario base.

Los resultados muestran que, frente a una mayor inyección de energía para cubrir un incremento en la demanda, no se requeriría la entrada de plantas de Bunker o Diésel, esto debido a que la capacidad instalada por EDP de 380 MWe es suficiente para cubrir el alza en la demanda para el próximo decenio.

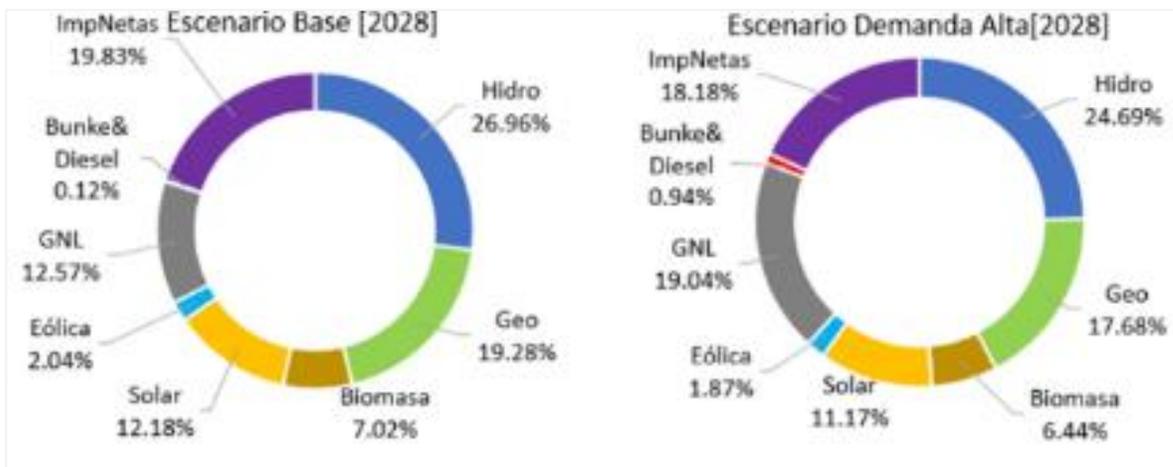


Figura 8 *Generación por recurso de (Izquierda.) escenario base y escenario con demanda alta (Derecha.), (CNE, 2019).*

Si ahora se considera un retraso en la entrada en operación del proyecto GNL de dos años, siempre tomando en cuenta que existe un perfil de alta demanda:

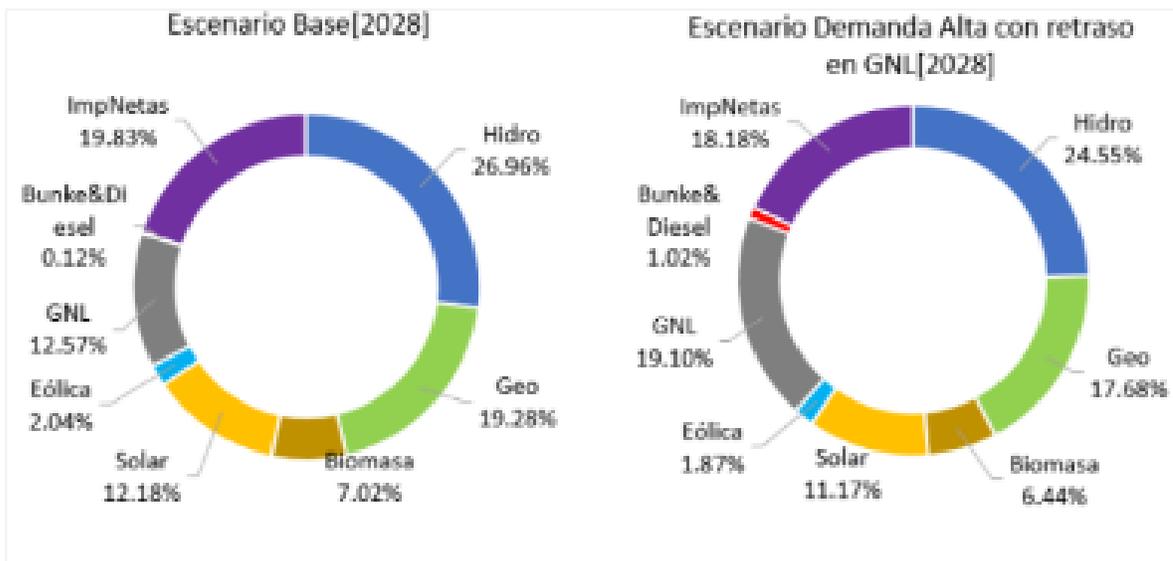


Figura 9 *Generación por recurso de escenario base (Izquierda.) y escenario con demanda alta y retraso en GNL (Derecha.), (CNE, 2019).*

Mostrando un comportamiento similar al escenario anterior, en el cual la demanda de energía a base de planta Bunker o Diesel no sería requerida al ser cubierta por la generación a base de GNL.

No obstante, la disponibilidad de potencia de la CTN se mantendrá firme y el escenario más probable, es uno en el cual los motores estén apagados buena parte del tiempo, lo cual requerirá un mayor consumo de vapor de las calderas auxiliares incrementando los costos operativos.

2.3 Análisis del Consumo de Combustible de las Calderas Auxiliares

Para el caso de estudio, se ha recopilado información del consumo de combustible HFO para ambas calderas auxiliares durante el periodo del 2015 al 2019. Los datos han sido obtenidos de los reportes de controles de consumo que lleva la CTN a través de su Departamento de Operaciones (CTN, 2019). Los datos son presentados en la Tabla 5.

Tabla 5 Consumo en galones de HFO de las calderas auxiliares (CB1 y CB2) (Elaboración propia)

Mes/Caldera	2015		2016		2017		2018		2019	
	CB1	CB2	CB1	CB2	CB1	CB2	CB1	CB2	CB1	CB2
Ene	574	8,652	10,699	7,339	14,803	9,702	10,444	0	11,716	2,939
Feb	5,809	6,344	11,807	6,495	5,722	13,134	10,498	0	4,527	7,010
Mar	3,415	2,703	10,932	6,382	11	13,477	12,542	0	14,373	11,718
Abr	4,698	3,282	4,836	4,273	0	16,730	11,389	1,559	7,311	13,573
May	6,183	4,979	3,238	4,427	0	14,809	10,984	10,039	14,357	15,449
Jun	11,011	6,951	8,539	7,848	166	15,568	13,449	9,367	10,803	9,441
Jul	8,394	6,630	12,098	9,659	10,301	7,921	7,779	5,751	7,544	7,151
Ago	8,419	2,782	14,063	6,740	11,374	8,439	12,196	7,827	10,532	8,236
Sep	7,986	4,964	14,148	10,901	10,320	6,148	10,246	9,400	10,057	9,272
Oct	11,645	7,649	6,747	6,321	12,696	1,802	12,888	6,711	5,095	6,302
Nov	13,884	10,038	10,595	6,319	15,090	1,356	11,508	2,679	6041	15617
Dic	14,805	9,727	9,114	8,173	11,153	1,973	14,422	0	14,199	11593
Total	96,822	74,701	116,817	84,877	91,636	111,058	138,345	53,333	116,555	118,301

De acuerdo con los datos de la tabla anterior, las calderas auxiliares han consumido alrededor de 1,002,445 gal. de HFO durante el periodo reportado. Los valores de cero en la tabla indican periodos en los cuales la caldera estuvo apagada por mantenimientos preventivos y/o correctivos.

La Tabla 6 muestra el costo en USD, en base al precio promedio mensual del barril de combustible durante el periodo de estudio (2015-2019).

Tabla 6 Costo promedio Anual de operación (USD) (Elaboración propia)

Mes/Caldera	2015		2016		2017		2018		2019	
	CB1	CB2	CB1	CB2	CB1	CB2	CB1	CB2	CB1	CB2
Ene	526	7,928	4,854	3,329	16,441	10,775	14,119	0	15,598	3,913
Feb	6,758	7,380	5,725	3,150	6,396	14,681	13,519	0	6,841	10,592
Mar	3,728	2,952	6,150	3,590	12	13,911	16,253	0	21,887	17,845
Abr	5,417	3,785	2,983	2,636	0	17,735	15,599	2,135	11,481	21,315
May	7,708	6,207	2,447	3,345	0	15,429	16,992	15,530	21,106	22,713
Jun	13,596	8,583	7,129	6,552	164	15,410	20,696	14,414	14,348	12,538
Jul	8,872	7,007	9,744	7,779	10,938	8,411	12,410	9,175	10,537	9,988
Ago	6,978	2,305	11,508	5,516	12,397	9,198	18,594	11,933	11,431	8,939
Sep	6,541	4,066	12,265	9,451	11,988	7,141	16,187	14,851	12,111	11,165
Oct	9,605	6,309	6,441	6,034	14,924	2,118	21,580	11,238	5,750	7,113
Nov	10,995	7,949	9,617	5,736	19,845	1,783	16,878	3,929	13,873	5366
Dic	8,122	5,336	9,833	8,818	14,393	2,547	18,122	0	11,432	14,002
Total (USD)	88,844	69,806	88,695	65,934	107,497	119,139	200,950	83,205	156,395	145,489

(1 barril equivalente a 42 galones)

El costo por operación (consumo de combustible) de las calderas auxiliares de la (CTN) asciende a \$1,125,954 en el periodo en cuestión.

2.4 Análisis del Proceso de Producción de Vapor

Como ya se mencionó anteriormente, con los motores de los generadores apagados el vapor se produce con las calderas auxiliares CB1 y CB2 cada una de 125 BHP, instaladas en cada Fase de la planta. Ambas calderas deben suplir el vapor necesario para mantener en condiciones óptimas los sistemas auxiliares ya citados. Cada caldera debe mantener las condiciones operativas de los sistemas de un grupo de motores: 17 de la Fase I y 10 de la Fase II.

Con base a los datos obtenidos de la Figura 1 y dadas las tendencias de generación analizadas anteriormente, se ha seleccionado el año 2018 como modelo más probable de generación futura y por lo tanto también para estimar el consumo de vapor producido y consumo de combustible HFO de las calderas.

Las figuras 10, 11, 12 y 13 muestran la relación en el comportamiento de la presión de operación, consumo de combustible de CB1 en galones, contra la energía generada por cada grupo de motores de la CTN para diferentes fechas en el año base del análisis.

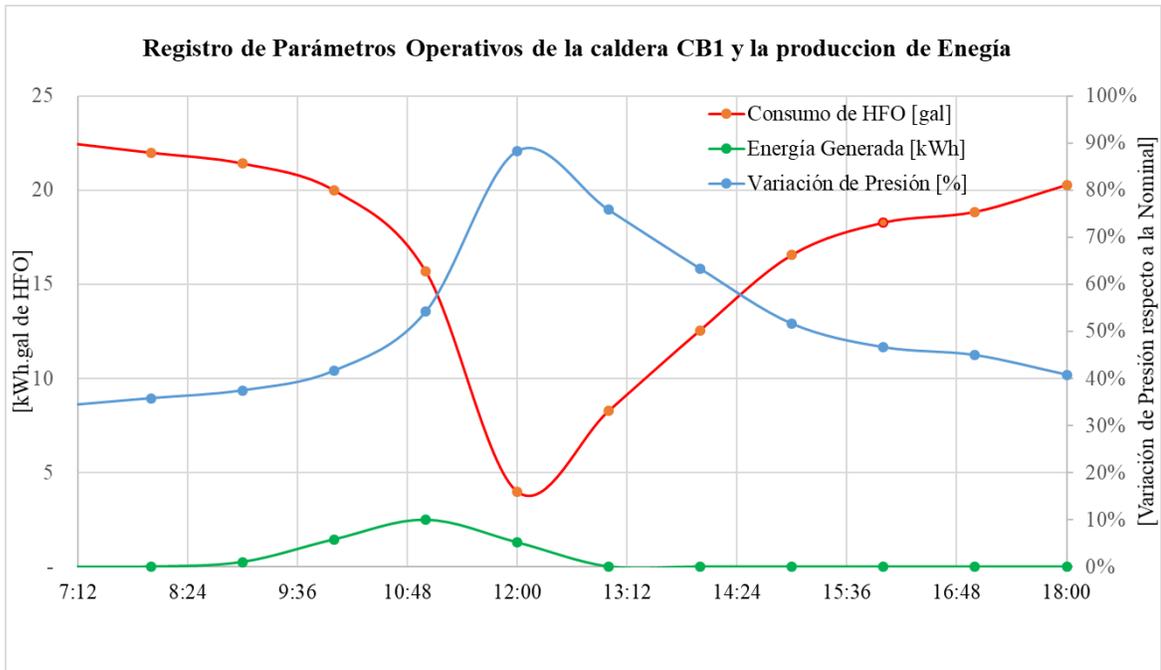


Figura 10 Variación de parámetros operativos CB1, 6/Marzo/2018 (Elaboración propia).

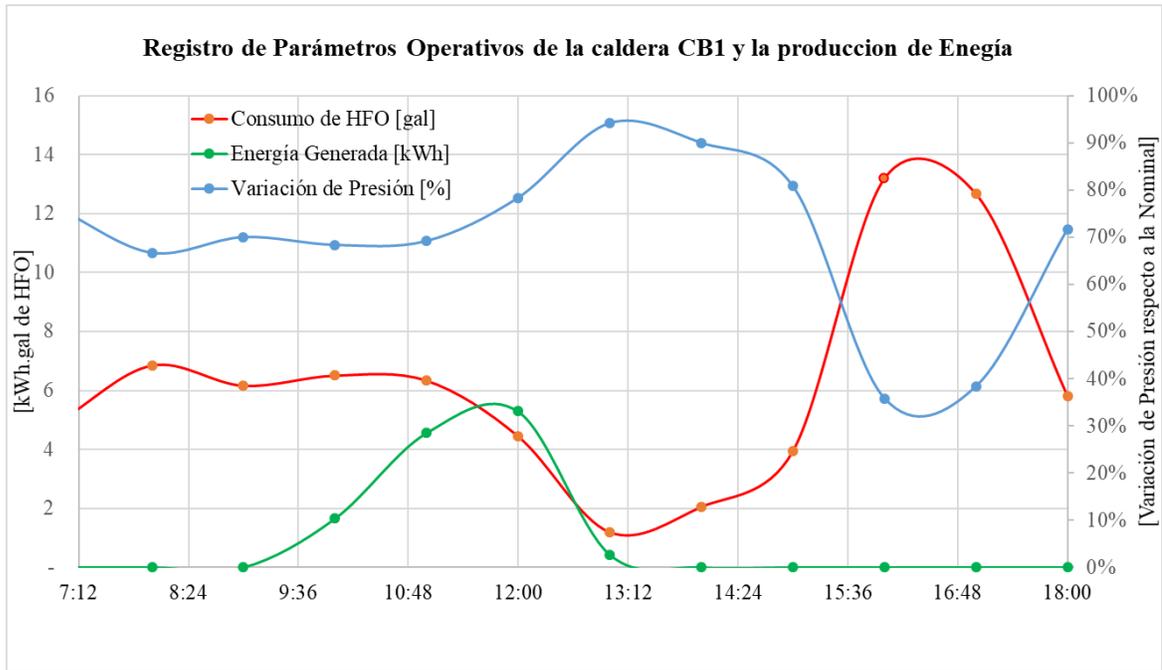


Figura 11 Variación de parámetros operativos CB1, 7/Mayo/2018 (Elaboración propia).

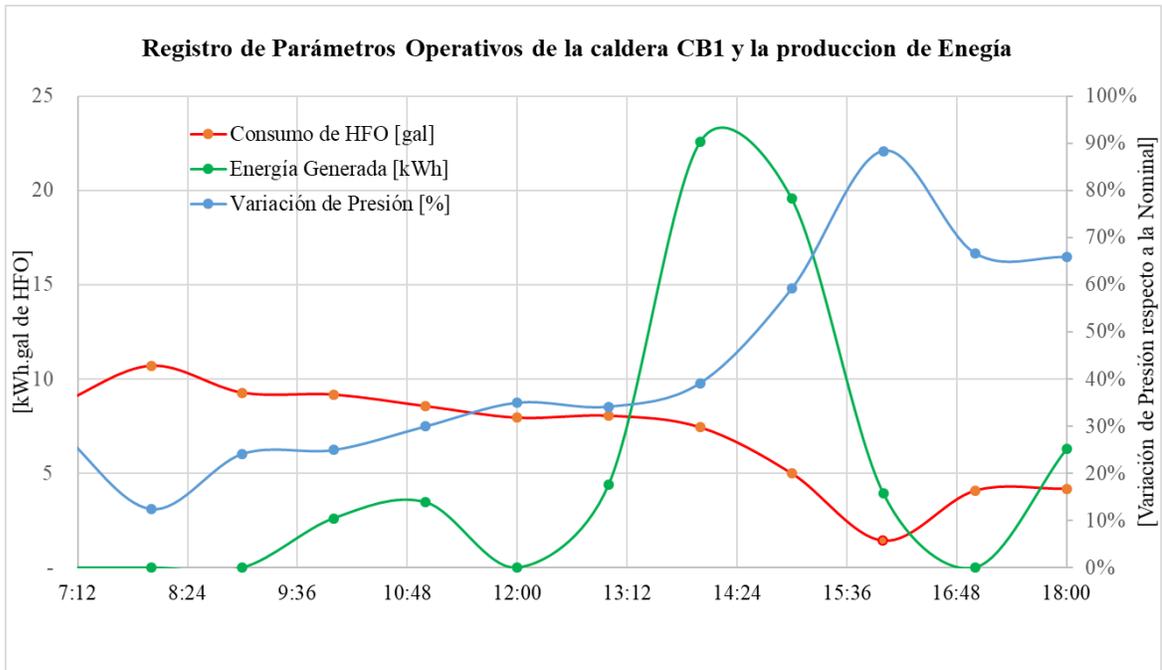


Figura 12 Variación de parámetros operativos CB1, 20/Sept/2018 (Elaboración propia).

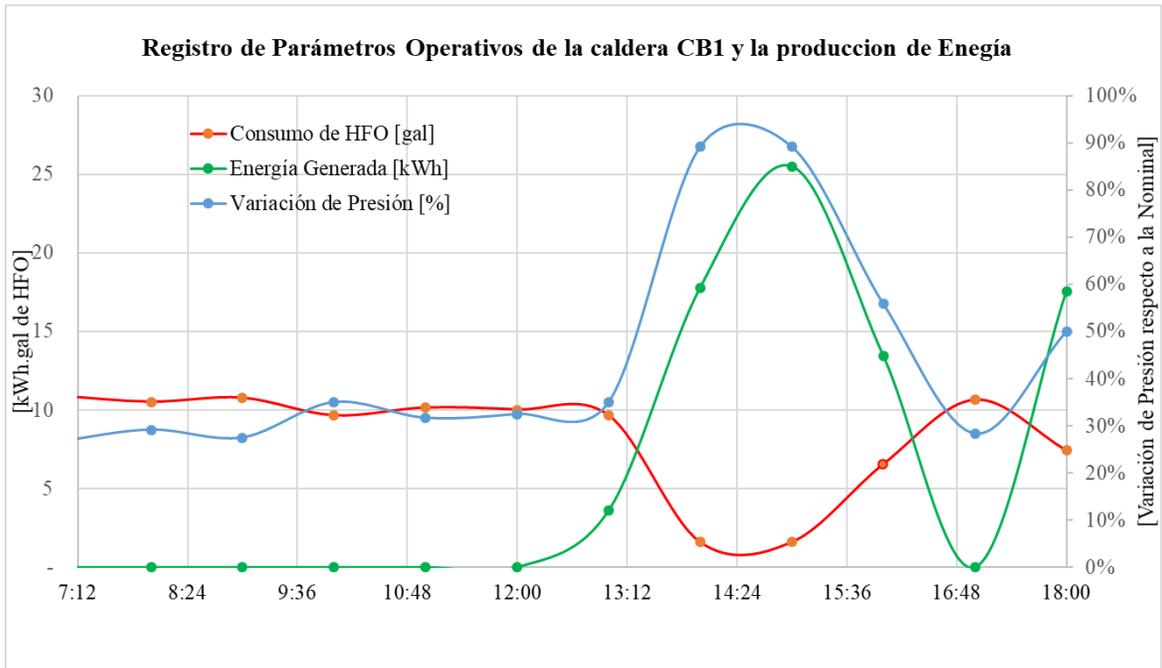


Figura 13 Variación de parámetros operativos CB1, 15/Nov./2018 (Elaboración Propia).

De las figuras anteriores se puede concluir lo siguiente:

- a) La presión de operación de la caldera baja hasta 2.4 barg cuando la CTN se encuentra fuera de línea (motores apagados), lo cual indica que la demanda de vapor supera la producción nominal de las calderas y por tanto incrementa el consumo de combustible.
- b) Al entrar a generar los motores de la CTN, la tendencia porcentual de la presión de vapor tiende a incrementarse a valores nominales de operación y a disminuir la tendencia de consumo de combustible en la CB1.
- c) Al operar la CB1 a valores de presión por debajo de la presión nominal, el consumo de HFO en la CB1 se incrementa.

Los datos de las gráficas mostradas son parte del registro que personal del área de operaciones de la CTN hacen durante su jornada laboral. Para verificar la información, un registro adicional fue realizado durante el periodo del 20/Feb/2020 al 26/Feb/2020 para determinar la cantidad de combustible y agua tratada consumida para las calderas durante las horas diurnas en donde también coincide el recurso solar. Pues bien, se realizaron dos lecturas locales: una a las 07:30 horas y la otra a las 17:30 horas, de los parámetros siguientes: a) Totalizador de HFO Entrada/Salida (gal), b) Presión de vapor (barg), c) Temperatura de vapor (°C) para ambas calderas (CB1 y CB2). Los valores son mostrados en las Tabla 7 y Tabla 8.

Tabla 7 Lecturas de parámetros operativos de la caldera CB1.
Desde el 20 al 26/Feb/2020 (Elaboración propia).

Fecha	Hora	Presión [barg]	Temp. [°C]	Consumo [gal.]
20-Feb-20	7:30	2.1	126.0	
	17:30	2.6	115.0	123
21-Feb-20	7:30	2.3	113.7	
	17:30	2.6	112.4	153
22-Feb-20	7:30	2.2	138.0	
	17:30	2.0	113.3	148
23-Feb-20	7:30	2.0	123.1	
	17:30	3.4	131.2	163
24-Feb-20	7:30	2.6	118.2	
	17:30	2.4	125.1	156
25-Feb-20	7:30	2.3	107.5	
	17:30	2.0	115.0	126
26-Feb-20	7:30	1.9	109.9	
	17:30	2.8	122.3	153

Tabla 8 Lecturas de parámetros operativos de la caldera CB2.
Desde el 20 al 26/Feb/2020 (Elaboración propia)

Fecha	Hora	Presión [barg]	Temp. [°C]	Consumo [gal]
20-Feb-20	7:30	3.0	141.0	
	17:30	2.1	112.3	154
21-Feb-20	7:30	3.5	141.0	
	17:30	3.8	128.0	182
22-Feb-20	7:30	2.2	133.0	
	17:30	2.0	109.7	127
23-Feb-20	7:30	2.2	129.5	
	17:30	3.5	123.5	140
24-Feb-20	7:30	3.6	142.0	
	17:30	3.6	124.0	149
25-Feb-20	7:30	3.6	142.1	
	17:30	3.6	128.5	150
26-Feb-20	7:30	3.5	132.3	
	17:30	3.5	139.5	126

Como resultado de la medición adicional se obtuvo el consumo diario de combustible, el cual es, en promedio, 146 gal por caldera. Adicionalmente, se confirma que ambas calderas están generando vapor a una presión más baja que la nominal (6 barg), lo cual puede provocar arrastre de líquido en el sistema de transporte de vapor. Sin embargo, la temperatura del vapor, para las condiciones de operación, supera los 55 °C requeridos por los sistemas auxiliares de los motores.

El dato de combustible medido es de mucha utilidad dado que, como se mencionó anteriormente, éste se da en las horas de Sol, horas en las que el sistema termosolar debería operar y aportar energía térmica a través del vapor junto con el sistema convencional. El ahorro de combustible equivalente por aporte solar deberá ser comparado con el consumo medido durante el periodo antes citado, y la relación de ambos dará el porcentaje de ahorro de combustible y el beneficio económico asociado.

2.5 Estimación de la Demanda de Vapor

En la Figura 14 se muestra una caldera para generación de vapor similar a las existentes. Ésta consiste en un depósito metálico cerrado, de Ø60” de diámetro y Ø3/8” de espesor, diseñado bajo norma ASME para depósitos sometidos a presión interna. El agua en el interior del depósito es calentada y evaporada por los gases de combustión de una mezcla de combustible HFO No. 6 y aire. La caldera en cuestión es del tipo pirotubular o tubos de fuego, dado que los gases de escape

pasan en el interior de un haz de tubos (98 tubos de $\varnothing 2\text{-}1/2''$) a través de múltiples pasos dentro del depósito inundado con agua, transfiriéndole el calor y evaporándola. Los gases de escape finalmente salen por la chimenea de la caldera.



Figura 14 Caldera para vapor Cleaver Brooks CB600 de 125 BHP similar a la existente en la CTN.

De acuerdo con las especificaciones del fabricante, esta caldera tiene una capacidad de producción máxima de 4313 lb_m/h (1980 kg/h) de vapor. Para verificar dicho valor se realizó el cálculo empleando la ecuación siguiente.

$$\dot{m}_{v,CB} = 33,475 \cdot \frac{BHP}{\Delta h} \quad Ec.1$$

Dónde:

$\dot{m}_{v,CB}$ es el flujo de vapor en lb_m/h; BHP es la potencia nominal de la caldera (125 BHP); Δh es la entalpia de vaporización del agua a la presión de operación definida como: $\Delta h = h_g - h_w + BD (h_f - h_w)$; h_g , h_w , h_f , se refiere a las entalpías de vapor saturado, agua de alimentación y liquido saturado en Btu/lb_m y BD es la Fracción de la purga (0.05).

Para estimar la producción con la Ec.1 es necesario definir los parámetros operativos siguientes:

- Agua de alimentación a la caldera:
 - $T_w = 95 \text{ }^\circ\text{C}$ (203 $^\circ\text{F}$)
 - $P_w = P_{op} = 2.37 \text{ barg}$ (34.84 psig) [valor medido, ver Tabla 7]
 - $h_w = 398.48 \text{ kJ/kg}$ (171.32 Btu/lb_m)
- Vapor de agua:

- $T_w = T_{sat}$; para una presión de operación (P_{op}) de 137.33 °C (279.17 °F)
- $P_w = 2.37$ barg (34.84 psig)
- $h_f = 577.74$ kJ/kg (249.63 Btu/lb_m)
- $h_g = 2729.96$ kJ/kg (1174.05 Btu/lb_m)

Introduciendo los parámetros en la ecuación 1, la producción nominal de vapor queda:

$$\dot{m}_{v,CB} = 33,475 \cdot \frac{\text{BHP}}{h_g - h_w + BD \cdot (h_f - h_w)}$$

$$\dot{m}_{v,CB} = 33,475 \cdot \frac{125}{1174.05 - 171.32 + 0.05 \cdot (249.63 - 171.32)}$$

$$\dot{m}_{v,CB} = 4156.25 \text{ lb}_m/\text{h} [1889.21 \text{ kg/h}]$$

La diferencia entre el flujo másico calculado y el de catálogo es 5% más bajo, por lo tanto, se confirma que la producción máxima de vapor es 4313 lb_m/h (1980 kg/h). De acuerdo con (Burnham Commercial Boilers, 2020), la capacidad neta de generación es siempre menor que la máxima en un factor de 0.776, factor que permite considerar un margen de seguridad de la producción para el arranque en frío de toda la instalación. Aplicando dicho factor, la capacidad neta de generación queda de 3346.89 lb_m/h (1521 kg/h). No obstante, este valor solo sirve para el proceso de dimensionamiento de la caldera con base a la demanda de vapor de un proceso.

Habiendo confirmado la producción neta y máxima, ahora se estimará la producción actual de vapor que requiere la planta, para lo cual se empleará la información de consumo de combustible indicado en Tabla 5 (consumo anual), confirmado con la medición de la Tabla 6. Según esta información, en promedio se consume 146 galones en un periodo de tiempo de 10 horas (desde 7:30 hasta 17:30). Asumiendo un consumo constante, el flujo volumétrico de combustible por hora es de 14.6 gal/h. Verificando los datos técnicos nominales de las calderas existentes, el consumo nominal de combustible HFO es de 36 gal/h, que, si este es comparado con el valor medido (Tabla 6), la caldera está operando a una capacidad de 40.5% de su nominal.

Para determinar la producción de vapor de agua con base al consumo de combustible medido se empleará la Ec. 2, la cual toma en cuenta la eficiencia denominada: *Fuel-to-Steam efficiency*. Esta eficiencia también es denominada como *true efficiency*, dato que toma en cuenta todos los aportes y pérdidas de energía térmica en la caldera. El *true efficiency* se define como el cociente entre la energía de salida del vapor y la de entrada del combustible.

$$eff_{CB} = \frac{E_{out}}{E_{in}} = \frac{\dot{m}_{v,CB} \cdot (\Delta h_{fg})}{PCI \cdot \dot{m}_{HFO}} \quad \text{Ec. 2}$$

Donde:

eff_{CB} es la eficiencia verdadera de la caldera (valor medido de 0.82); Δh_{fg} es el cambio de entalpía para cambio de fase del agua de líquido a gas a la presión de saturación en [kJ/kg]; PCI es el poder calorífico inferior del combustible HFO, según análisis de laboratorio en CTN, ésta tiene un valor de 142,575 Btu/gal. o 150.42 MJ/gal (ver Figura 15); y \dot{m}_{HFO} es el flujo volumétrico de combustible con un valor de 14.6 gal/h según Tabla 7.

Afortunadamente se cuenta con un registro de información como mediciones de PCI, eficiencia global de calderas y consumo de combustible para el año de referencia (2018). Como ejemplo, en la Figura 15 se muestra un ejemplo de la medición de PCI a una muestra de combustible.

Specific Energy (MJ/kg, Btu/lb, kCal/kg, Btu/gal)

Energy Unit	Density at 15°C, kg/m3:	986.2	
<input type="radio"/> MJ/kg	Water Content, %V/V:	0.3	<input checked="" type="checkbox"/> Volume %
<input type="radio"/> Btu/lb	Sulphur Content, %m/m:	2.23	
<input type="radio"/> kCal/kg	Ash Content, %m/m:	0.08	
<input checked="" type="radio"/> Btu/gal			

Gross Specific Energy, Btu/gal: **150723**

Nett Specific Energy, Btu/gal: **142575**

Figura 15 *Ejemplo de Cálculo de la Energía del Bunker (BTU/gal) a través del software Bunker Máster, empleado en la CTN.*

La Tabla 9, contiene los valores medidos de eficiencia de las calderas, obtenidos en las pruebas realizadas por parte del Ministerio de Trabajo.

Tabla 9 Eficiencia de Calderas a plena carga (%) (Elaboración propia)

Caldera	2015	2016	2017	2018	2019
CB1	82.67	84.57	87.57	85.70	86.57
CB2	85.77	86.47	86.50	83.90	84.03

Tabla 10 Consumo en galones de las CB1 y CB2 (2018), (Elaboración propia)

Mes	CB1	CB2
Ene	10,444	0
Feb	10,498	0
Mar	12,542	0
Abr	11,389	1,559
May	10,984	10,039
Jun	13,449	9,367
Jul	7,779	5,751
Ago	12,196	7,827
Sep	10,246	9,400
Oct	12,888	6,711
Nov	11,508	2,679
Dic	14,422	0
Total (gal)	138,345	53,333

Resolviendo la Ec. 2 para el flujo másico de vapor de la caldera CB1, éste queda:

$$\dot{m}_{v,CB1} = PCI \cdot \dot{m}_{HFO} \cdot \frac{eff_{CB}}{\Delta h_{fg}} = \frac{\left[150420 \frac{kJ}{gal} \cdot 14.6 \frac{gal}{h} \cdot 0.82 \right]}{\left[2349.91 \frac{kJ}{kg} \right]} = 766.34 \frac{kg}{h}$$

Por lo tanto, la producción de la caldera CB-1 es de 766.34 kg/h o 0.76 Ton/h, que equivale al 40.7% de la potencia máxima calculada con la Ec. 1.

Dado que el consumo de combustible es similar para ambas calderas, se asumió que la producción combinada de ambas es de 1.5 Ton/ h. Este es el flujo másico de referencia para el dimensionamiento del campo solar.

3. Propuesta de integración del Sistema Termosolar

3.1 Esquema de la Instalación Termosolar Propuesta

En la Figura 16 se presenta la propuesta de integración del sistema termosolar para generación de vapor con el existente. Dicho esquema mostrado es uno convencional empleado en la generación de calor para procesos usando un campo de concentradores solares (CCP) y generador de vapor central con tanque de inercia térmica.

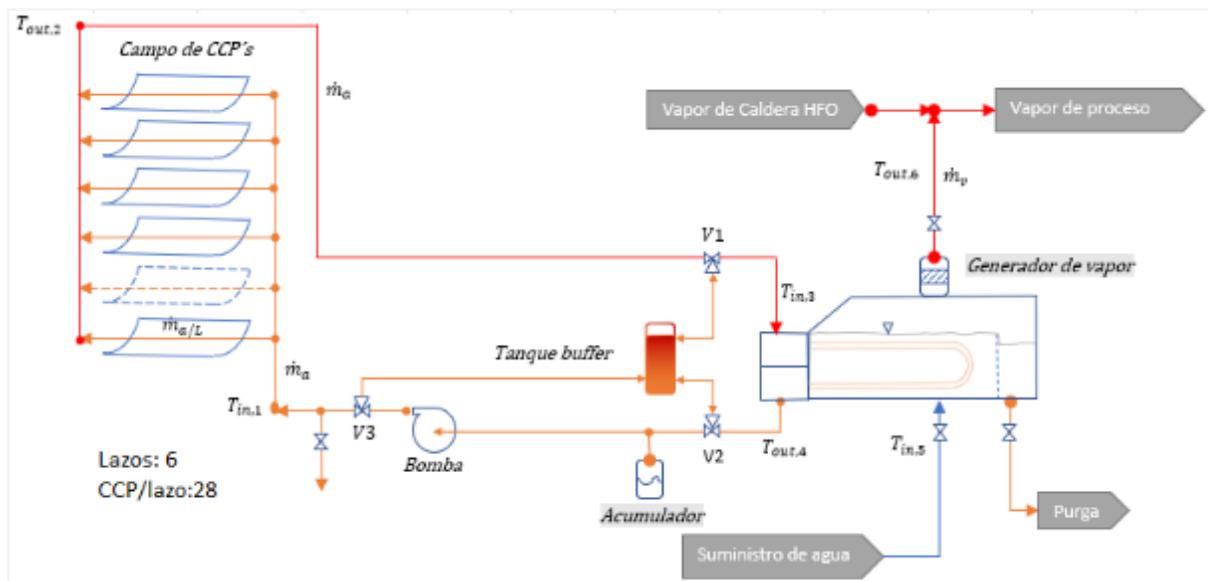


Figura 16 Propuesta de integración de la tecnología CCP al proceso de generación actual (Elaboración propia).

A continuación, se describe brevemente las partes principales de la propuesta:

1. **Campo de CCP's:** son un tipo de sistema que convierte la energía de la radiación solar concentrada en energía térmica, incrementando la temperatura de un fluido de trabajo, generalmente aceite térmico.
2. **Generador de vapor tipo Kettle:** Este es un intercambiador de calor de tubos y coraza sin deflectores o *baffles* de flujo, el cual permite que se transfiera el calor sensible del aceite térmico, calentado en el campo solar, para evaporar agua en la carcasa a una tasa determinada.
3. **Tanque de inercia (Buffer):** Este tanque permite el almacenamiento de un volumen de aceite térmico a una temperatura determinada (generalmente la de operación). Se carga con los excedentes de energía del campo solar para luego cederla en horas de baja o nula radiación solar. También compensa la expansión térmica del fluido de trabajo. Generalmente se mantiene sobre presión de un gas inerte como el nitrógeno.

4. **Sistema de circulación:** Este estará constituido por al menos dos bombas especialmente diseñadas para aceite térmico a las condiciones de trabajo y con capacidad para manejar el 100 % del flujo de trabajo. Adicionalmente deberán ser de velocidad variable.
5. **Acumulador:** éste compensará la expansión volumétrica del aceite en el interior de la tubería de conducción.
6. **Sistema de control (no mostrado en el esquema):** éste controlará la cantidad de flujo del campo solar en función de la radiación solar incidente para mantener una temperatura estable dentro de un rango de operación aceptable. Adicionalmente permitirá la carga y descarga del tanque buffer mediante el accionamiento de válvulas.

3.2 Justificación para la selección de la Tecnología Termosolar

3.2.1 Generador de Vapor

Uno de los equipos más críticos de la instalación es el generador de vapor tipo *Kettle* dado que éste será un equipo sometido a presión y dimensionado para una determinada capacidad de producción de vapor para un flujo de aceite dado. En la Figura 17, se muestra la sección y partes principales de un generador de vapor tipo *Kettle*.

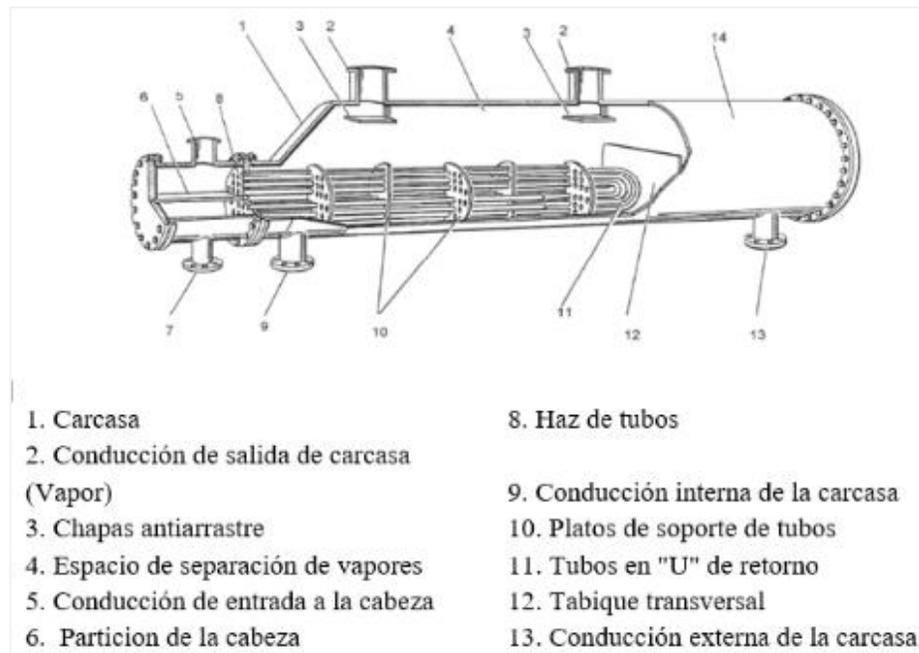


Figura 17 Parte principales de un generador de vapor tipo *Kettle* (Kakac & Liu, 2002).

La selección de un generador de vapor tipo *Kettle* es por la simplicidad y robustez de su diseño, además del fácil acceso para mantenimiento.

3.2.2 Selección de la Tecnología de Concentración Solar

El esquema de la Figura 16 claramente sugiere el uso de tecnología concentración del tipo cilíndrico parabólico o CCP, también denominados concentradores lineales o 1D. Este consta de una superficie reflexiva de geometría parábola cuya forma se asemeja a la de una “teja” invertida. Por las propiedades geométricas de la sección parabólica, los rayos se concentran en una línea focal donde se ubica el tubo absorbedor en cuyo interior se hace pasar el fluido de trabajo, incrementado su temperatura al pasar a través de la longitud el tubo o arreglo (lazo) de tubos.

Otro parámetro importante para la selección de esta tecnología es la magnitud de las temperaturas del proceso de generación de vapor (165 °C a 6 barg). Por lo anterior, la temperatura del aceite, a la salida del generador de vapor, deberá ser mayor que la temperatura del vapor en al menos 5 °C (Kakac & Liu, 2002), por lo que el rango previsto de trabajo para aceite será de 175 °C a 220 °C, el límite superior es calculado más adelante.

Según lo antes expuesto, el tipo de tecnología más factible para el sistema termosolar es la CCP, lo cual es confirmado por el resumen presentado en la Figura 18 donde se muestran los diferentes colectores en función de la razón de concentración, así como el rango típico de temperaturas a las que pueden llegar a alcanzar el fluido de trabajo.

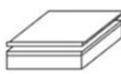
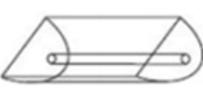
		Nombre	Croquis	Razon de Concentracion "C"	Rango Temperatura alcanzada (°C)	
Estacionario	Absorbedor plano	Captador plano de agua/aire		$C \leq 1$	$30 < T^{\circ} < 250$	
		Tubos de vacío		$C \leq 1$	$50 < T^{\circ} < 200$	
Seguidores	Seguimiento a un eje	Colector Parabólico Compuesto CPC		$1 < C < 15$	$70 < T^{\circ} < 300$	
		Colector Cilindrico Parabólico CCP		$15 < C < 40$	$70 < T^{\circ} < 350$	
	Seguimiento a dos ejes	Absorbedores puntuales	Disco Parabólico		$100 < C < 1000$	$70 < T^{\circ} < 1500$
			Torre Central		$100 < C < 1500$	$150 < T^{\circ} < 1500$

Figura 18 Clasificación en función del factor de concentración (Paredes Velasco, 2012).

Como bien se ha indicado, los CCP's transforman la radiación solar directa en energía térmica, gracias al calentamiento de un fluido de trabajo que puede llegar hasta los 400 °C en casos muy favorables. Por tanto, están englobados dentro de los colectores solares de media temperatura.

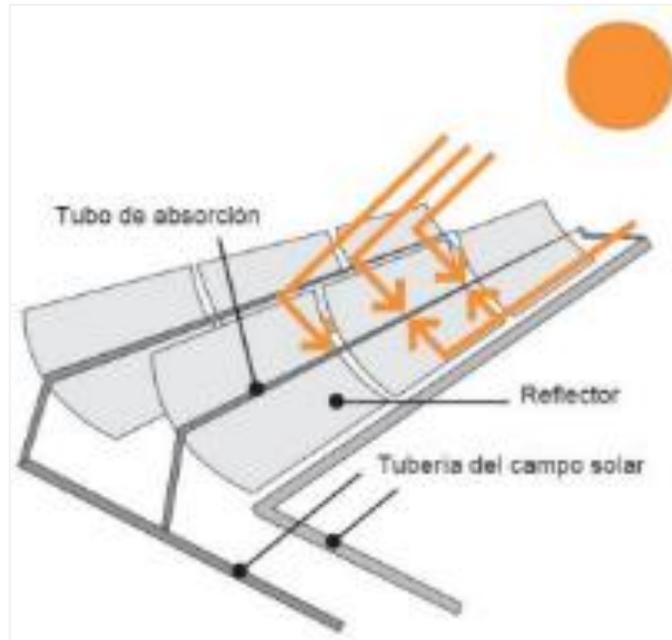


Figura 19 Esquema de un CCP (Paredes Velasco, 2012).

Para mantener la concentración lineal del haz de luz, estos sistemas tienen un mecanismo de seguimiento solar que mantiene perpendicular el plano de apertura de la parábola del concentrador y el plano que contiene a la irradiancia directa normal o DNI por sus siglas en inglés. Dicho seguimiento será en un solo eje (norte-sur geográfico).

La tecnología CCP es una tecnología madura y ampliamente extendida a nivel mundial, la cual puede usarse en procesos industriales tales como: producción de acetona, industria láctea, en sistemas de refrigeración por absorción, producción de electricidad, entre muchas otras aplicaciones donde se requiera una temperatura mayor a 100 °C.

Estos sistemas generalmente se presentan en arreglo de lazos en paralelo de concentradores conectados en serie. La cantidad de concentradores en serie por cada lazo dependerá del nivel de temperatura deseable a la salida del lazo para un determinado flujo y radiación solar.

Para el desarrollo de la propuesta se contactó con el fabricante VICOT de concentradores solares, del cual se obtuvo información que sirvió para el cálculo de la producción de energía y el factor de cobertura solar.

4. Selección del Área Disponible para el Proyecto

Durante una visita realizada a la CTN se analizaron diferentes áreas con vocación para poder instalar el proyecto. Entre los criterios considerados se mencionan: [1] Terreno plano; [2] no propenso a inundación; [3] Libre de obstáculo en el horizonte cercano que proyecten sombra; [4] próximo a la planta; [5] Propiedad de CTN; [6] Terreno no comprometido con una futura expansión de la planta; [7] libre de vegetación.

Tomando en cuenta lo anterior, se procedió a evaluar las alternativas indicadas en la Figura 20, el análisis comparativo se presenta en la Tabla 11, según detalle.



Figura 20 Zonas con potencial para implementar el proyecto termosolar (fuente: Google Earth).

Tabla 11 Comparación y análisis de áreas posibles para implementar el proyecto (Elaboración propia)

Denominación	Superficie (m ²)	Dimensiones (L x A)	Criterios cumplidos
A1	2,600.0	65 x 40 m	[1],[2],[3],[4],[5],[6],[7]
A2	4,800.0	68 x 60 m	[1],[3],[5],[6]
A3	1,740.0	29 x 60 m	[1],[5],[6],[7]
A4	57,533.0	285 x 200 m	[1],[2],[3],[6]

Criterios:[1]Terreno plano; [2] no propenso a inundación; [3] Libre de obstáculo en el horizonte cercano que proyecten sombra; [4] próximo a la planta; [5] Propiedad de CTN; [6] Terreno no comprometido con una futura expansión de la planta; [7] libre de vegetación.

4.1 Análisis Comparativo de las Áreas Seleccionadas

A partir del cuadro de área de la Tabla 11, el área A1 es la que cumple con todos los criterios mencionados. Otra área con potencial es la A2, no obstante, éste cuenta con mucha vegetación y además requeriría obra de terracería para emparejar el terreno y obra civil para la construcción de una bóveda en una quebrada de invierno que atraviesa el terreno en su margen sureste. Para el caso del área A3, ésta muy alejada de la planta y, además, es el área destinada para recreación. Para el caso del área A4, ésta cumple con los criterios principales, pero no pertenece a CTN por lo que para desarrollar algún proyecto primero se deberá realizar en proceso de adquisición.

De acuerdo con el análisis realizado, el área A1 es la que se escogerá para implementar el proyecto.

En cuanto al tipo de suelo de A1, donde se propone ubicar el proyecto, éste es del tipo Andisoles y/o latosoles arcillo rojizos (Ganadería, 2012), terreno plano cubierto con grava superficial, la cual es bastante estable, además de la inexistencia de árboles que puedan generar sombras durante el día. El área total disponible es de 2600 m² (65x40 m).

4.2 Propuesta de Planta Termosolar para el Área Seleccionada

Se realizó contacto con la empresa VICOT, constituida desde el 2005, quienes fabrican aires acondicionados centrales de alta tecnología especializada en el desarrollo, la producción, la distribución y servicios de mantenimiento de productos de energía renovable. Esta empresa ofrece una línea completa de sistemas de calentamiento, ventilación y aire acondicionado para propósitos residenciales, comerciales e industriales. VICOT cuenta con más de 40 líneas avanzadas de producción y entre éstas está la producción de tubos absorbedores al vacío y concentradores solares. Con base a información proporcionada por la empresa VICOT, y el área disponible en la CTN, se podría instalar un CCP de entre 0.3 a 0.5 T/h de vapor según se muestra en la Tabla 12.

Tabla 12 Resumen de sistemas solares térmicos disponibles (VICOT, 2020)

Item	VSS0210G	VSS0350G	VSS0700G	VSS01050G	VSS01400G
Rated Output (kW _{th})	210	350	700	1050	1400
Steam capacity (T/h)	0.3	0.5	1	1.5	2
Steam Pressure (MPa)	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
Collector Area (m ²)	405	675	1350	2025	2700
Weigth (T)	20.52	34.2	68.4	102.6	136.8
Row Nos x Group Nos.	2x14+2x1	6x15	12x15	15x16+2x15	15x16+8x15
Installation area (m ²)	810	1350	2700	4050	5400

Entre las características de la tecnología de CCP's y generadores de vapor de VICOT, se mencionan las siguientes:

- Es accionado directamente por energía solar térmica.
- Está en capacidad de producir energía térmica en forma de aceite de transferencia térmica a altas temperaturas o vapor de diferentes especificaciones.
- Cuenta con ajuste automático de la temperatura de salida de aceite, dentro de un rango entre 80-320°C.
- El concentrador de energía solar de temperatura media y alta está equipado con un dispositivo de reflexión y concentración reconocido a nivel mundial, el cual ha sido fabricado con espejo de cristal y se caracteriza por su alta eficiencia y economía. La eficiencia del colector solar es 4 veces mayor a la de los sistemas de calderas solares convencionales.
- Ofrece una vida útil de 20 años.
- Es un equipo ideal para la protección del medio ambiente y para disminuir el consumo de energía, además no produce polución ni ningún tipo de sustancias peligrosas para los usuarios.
- Puede ser instalado en techos o sobre suelos, etc.
- Puede ser utilizado como sistema independiente de suministro de energía térmica, o puede utilizarse junto con los sistemas térmicos tradicionales.
- Su operación es estable y confiable, ya que cuenta con un dispositivo de alta precisión para ajustar de manera automática la temperatura, presión y flujo. También cuenta con un excelente y seguro control de bloqueo.
- Está equipado con un acumulador el cual se encarga de almacenar la energía solar para ser utilizada durante los días nublados, lluviosos y durante la noche.

Se solicitó una cotización a VICOT para la solución tecnológica modelo VSS0210G (ver Tabla 12) para una capacidad nominal de generación de vapor de 0.3 T/h. (Anexo 1.0), dicho sistema tiene un costo de \$92,423.40 USD, bajo modalidad FOB, es decir, puesto en el puerto de Tianjin, China.

La propuesta recibida por VICOT fue tomada como base para validar un modelo matemático del campo de CCP y generador de vapor desarrollado en *Microsoft Excel* para la presente propuesta técnica. El desarrollo de este modelo permitió realizar un cálculo más preciso de la producción horaria y anual de potencia térmica y de vapor de agua, como también el factor de cobertura solar y el costo beneficio de la inversión en el proyecto.

No obstante, de lo anterior, la propuesta técnica es la implementación de un sistema comercial con el cotizado por VICOT.

5. Cálculo de potencia del Sistema Híbrido de Generación de Vapor

A continuación, se presenta un dimensionamiento básico de un campo solar para determinar su potencia térmica nominal y la producción anual de energía de un campo de concentradores solares del tipo cilíndrico parabólico (CCP) ubicado en un lugar con coordenadas: lat.: 13.77963 ° y Long.: -89.202209 °, instalaciones de la CTN donde se está proponiendo la instalación del proyecto de hibridación. Como ya fue mencionado, el modelo matemático se ha basado en la propuesta técnica elaborada por la compañía VICOT.



Figura 21 Ubicación del lugar de estudio (lat.: 13.77963 ° y Long.: -89.202209 °) (Ref. Google Earth).

5.1 Datos Meteorológicos del Emplazamiento

Los datos meteorológicos como radiación directa normal (DNI) y temperatura ambiente, nubosidad, entre otros, han sido calculados con el programa Meteonorm 7.2. El registro de datos disponible es para cada hora del año meteorológico tipo (TMY).

5.2 Día y Mes de Diseño para el Proyecto

El cálculo de la instalación se hará para el medio día del 15 de abril, y se eligió este día (cercano al equinoccio) dado que es una fecha en donde aún hay cielos parcialmente despejados y por lo tanto una DNI intermedia con lo cual la instalación solar no estará sobre dimensionada en la época húmeda o exista riesgo de sobrecalentamiento en la época seca.

5.3 Características de la Instalación Termosolar

Como ya se ha mencionado, el modelo del campo solar y bloque de potencia térmica está basado en la propuesta técnica hecha a CTN por VICOT, ésta se muestra en la Figura 22 y su dimensionamiento se basó en el área A1 de la Tabla 11, disponible para hacer el montaje. El sistema mostrado tiene como objetivo aprovechar la energía térmica de un campo de CCP's para calentar un fluido de trabajo (aceite térmico), que luego se empleará para la producción de vapor de agua mediante un equipo tipo "Kettle", mismo que se conecta a un sistema convencional existente de generación de vapor. La hipótesis con que se parte para el presente cálculo es que, con la operación de ambos sistemas en paralelo (el campo solar como apoyo del principal) se espera reducir el consumo de HFO de la caldera convencional, logrando ahorros que ayudarán a la amortización de la inversión hecha en el sistema termosolar.

En el apartado de anexos, se presenta la propuesta de ubicación del campo de los concentradores, así como la del generador de vapor (caldera *Kettle*).

Cabe mencionar que en esta oportunidad no solicitó ofertas a otros fabricantes de CCP dado que con la oferta técnica de VICOT era suficiente para el alcance de este trabajo, además es una tecnología probada en El Salvador. Sin embargo, existen otros fabricantes como *SOLITERMGROUP* (Solitermgroup, 2015), empresa alemana que posee diferentes diseños y capacidades de CCP y que han desarrollado proyectos en Asia y Europa. Dicha información se puede encontrar en el apartado de Anexos.

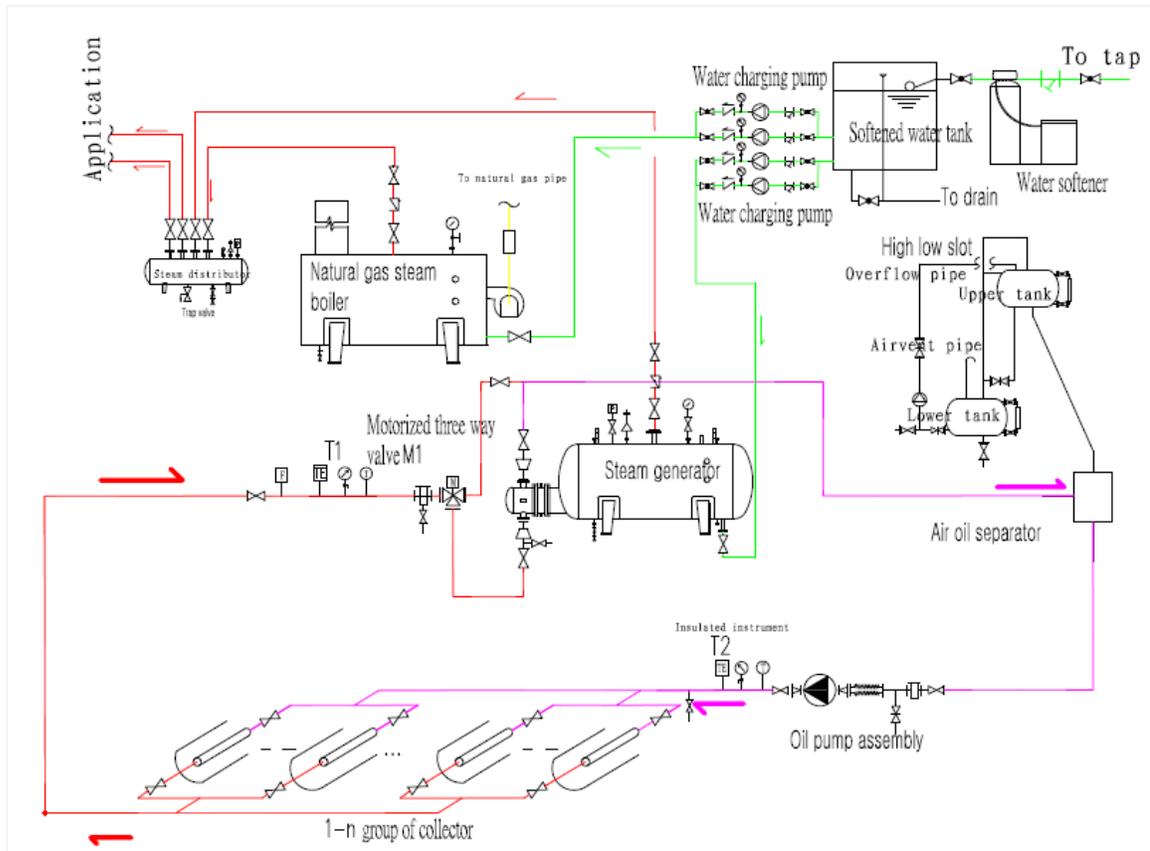


Figura 22 Instalación termosolar (campo de concentradores y bloque de potencia para generación de vapor) integrada en el proceso de producción de vapor con base a HFO (VICOT, Propuesta Técnica, 2020).

La capacidad nominal de producción del generador de vapor tipo “Kettle”, es de 500 kg/h de vapor saturado a una presión de 10 barg. No obstante, el fabricante garantiza una producción de 300 kg/h de vapor a 6 barg para una DNI de 613 W/m². Las características principales del campo de CCP’s propuestos se presentan en la tabla siguiente:

Tabla 13 Características del campo de concentradores solares (VICOT, Propuesta Técnica, 2020)

Ítems	Características	Magnitud
1	Área de apertura (campo de CCP’s)	655 m ² (6 L ¹ x 28 CCP/L)
2	Tubo absorbedor al vacío con cubierta de vidrio de ϕ de 102 mm	Acero SS304, ϕ de 42 mm (2 mm de espesor) y 2860 mm de largo.
3	Fluido de trabajo	Aceite térmico (-30 a 300 °C)

¹ L: lazo o arreglo de n concentradores solares conectados en serie.

En la Figura 23 se presenta el campo de CCP's, éste tiene la configuración de 6 lazos o "loops" en paralelo, con 28 concentradores en serie por lazo.



Figura 23 Configuración de campo de 168 CCPs, en arreglo de 6 lazos en paralelo con 28 CCPs en serie cada uno (VICOT, Propuesta Técnica, 2020).

La unidad básica de un campo de CCP se presenta en la Figura 24, en la cual se observa el arreglo reflector parabólico que refleja la radiación solar y el tubo absorbedor con cubierta de vidrio con espacio al vacío que recibe y refleja la radiación, transfiriéndola a un fluido de trabajo que para el caso será aceite térmico Therminol 55 (Eastman, 2020).

En la Figura 25, se aprecia una sección transversal similar al CCP propuesto, esta corresponde a un lazo de cuatro (4) CCP conectados serie, donde la configuración en serie se emplea para incrementar la temperatura de operación, mientras que la configuración en paralelo incrementa la cantidad de flujo que el campo solar puede manejar.

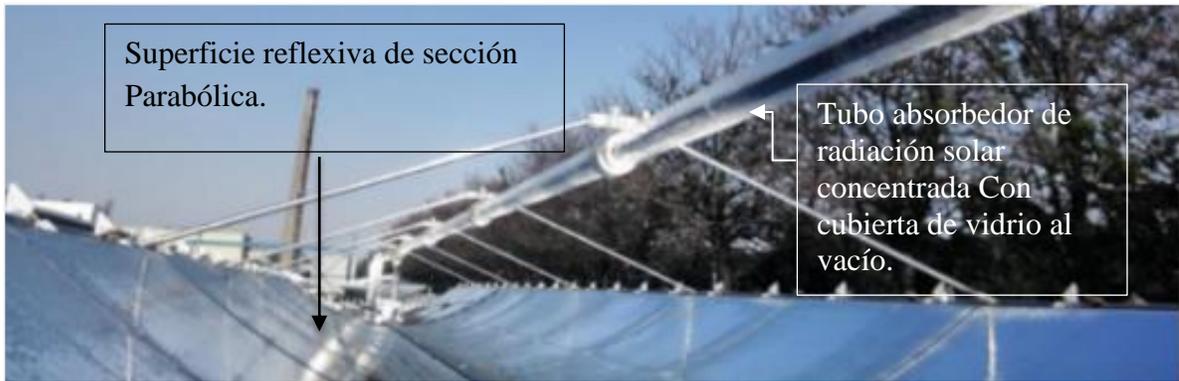


Figura 24 Imagen de CCP como el propuesto (VICOT, 2020).

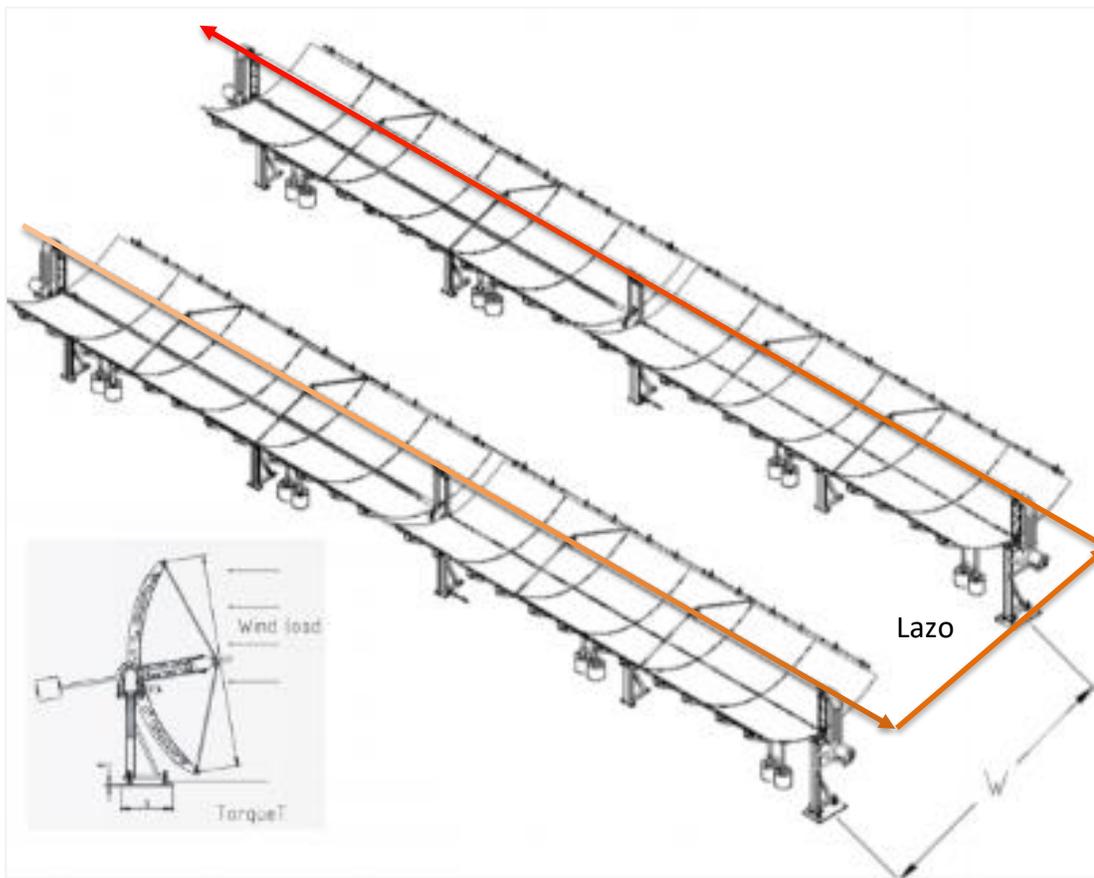


Figura 25 Vistas de arreglo (lazo) de CCPs como los propuestos para el proyecto, (VICOT, Propuesta Técnica, 2020).

La sección parabólica del concentrador solar se muestra en la Figura 26. En esta figura vale la pena destacar sus características geométricas las cuales se detallan a continuación.

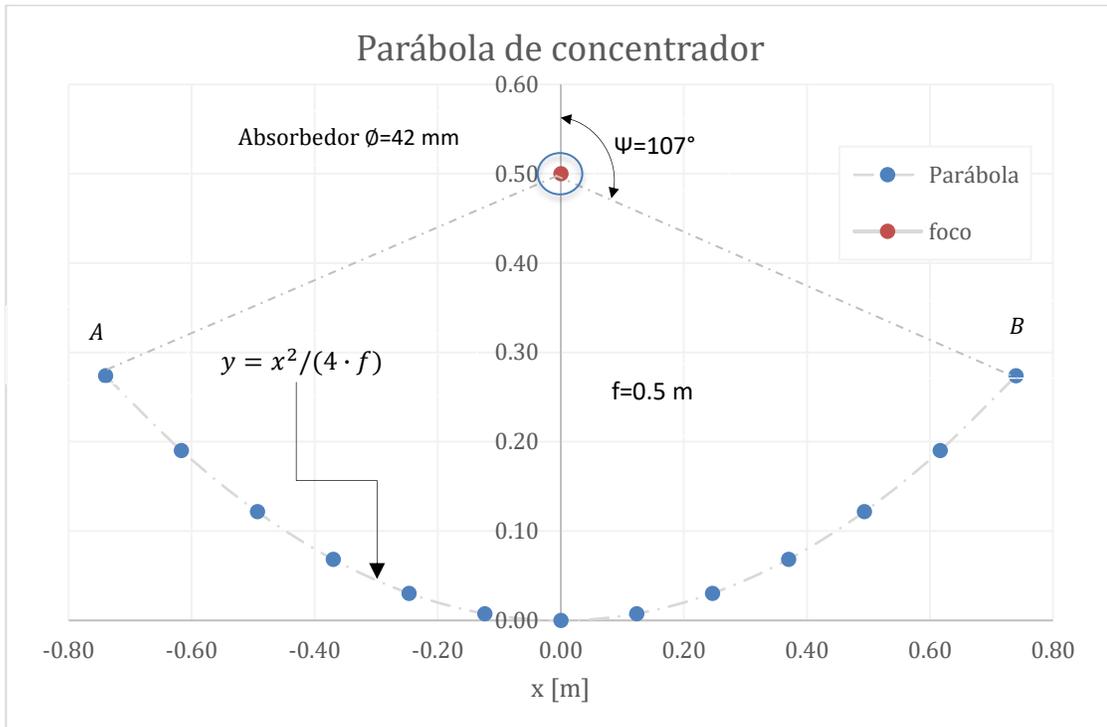


Figura 26 Geometría de la sección transversal del CCP (VICOT, Propuesta Técnica, 2020).

En la Tabla 14, se listan los parámetros geométricos indicados en la Figura 26; entre los cuales es oportuno destacar la relación de concentración geométrica como la relación entre el área de apertura por donde ingresan los rayos solares y la superficie del tubo absorbedor. Matemáticamente se expresa con la ecuación siguiente:

$$C_{geo} = \frac{w \cdot L}{\pi \cdot d_{abs} \cdot L} \quad \text{Ec 3.0}$$

Dónde:

W es el ancho de la sección transversal de la parábola; L es la distancia longitudinal de la parábola; d_{abs} diámetro externo del absorbedor.

Tabla 14 Parámetros geométricos de concentrador solar (VICOT, Propuesta Técnica, 2020)

ITEM	PARÁMETRO	MAGNITUD
1	Ecuación de la curva parabólica	$y=x^2/(4f)$
2	Distancia focal de parábola (f) [m]	0.5
3	Ángulo de apertura (ψ) [°]	100
4	Longitud de apertura (w) [m]	1.45
5	Longitud de del concentrador (L_c) [m]	2.67
6	Diámetro de tubo absorbedor (d_{abs}) [mm]	42
7	Espesor de tubo absorbedor [mm]	2
8	Diámetro de cubierta de vidrio (D_{abs}) [mm]	102
9	Espesor de cubierta de vidrio [mm]	2.8
10	Razón de concentración geométrica (C_{geo})	11.22
11	Área de apertura ($A_{ap}=w*L_c$) [m ²]	3.87

5.4 Características Ópticas de CCP Propuesto

Como ya se ha indicado, un CCP convierte la DNI en energía térmica, efecto que es evidenciado con el incremento de temperatura del fluido de trabajo que circula por todo el campo solar. La conversión se da por la reflexión de los rayos solares y el efecto concentrador del reflector parabólico en cuyo foco está un tubo absorbedor solar que conduce el fluido de trabajo que absorbe el calor. Por lo anterior, la eficiencia óptima de conversión de un CCP está fuertemente relacionada con las propiedades ópticas tales como: reflexividad, absorptividad, transmisividad y emisividad de materiales involucrados en los que incide la DNI. En la Tabla 15, se presentan los principales parámetros ópticos de un CCP.

Tabla 15 Parámetros ópticos de un CCP del modelo propuesto según propuesta técnica. (VICOT, Propuesta Técnica, 2020)

Parámetros Ópticos del CCP	
Superficie reflexiva parabólica	
Reflectividad especular(ρ)	0.938
Transmisividad	0.94
Tubo absorbedor	
Absortividad (α)	0.94
Emisividad @200°C (ϵ)	≤ 0.1
Transmisividad del tubo (τ)	> 0.92

5.5 Balance de Energía en Campo de CCP's

En la Figura 27, se presenta gráficamente el balance de energía en el CCP, en este se aprecia cómo la radiación solar incide en el CCP, se convierte en energía térmica para generar vapor. Las características operativas del campo de CCP's y el generador de vapor se muestran en la Tabla 16

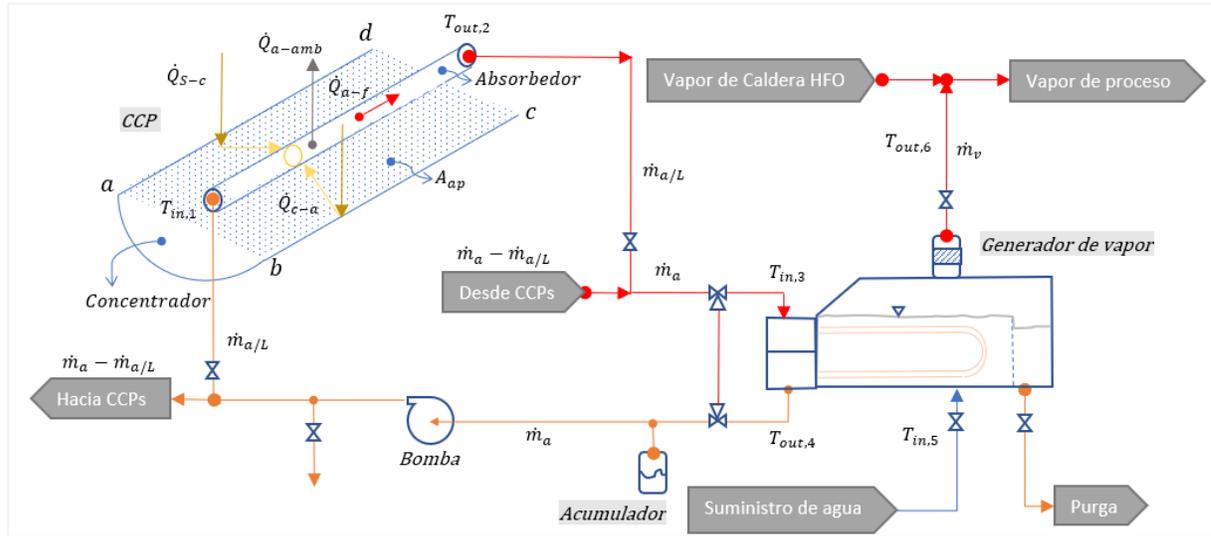


Figura 27 Esquema de instalación termosolar y generador de vapor (Elaboración propia).

Tabla 16 Parámetros operativos de sistema solar de generación de vapor (Elaboración propia)

Parámetro	Magnitud
Campo de CCPs	
Temperatura de entrada ($T_{in,1}$) [°C]	170
Temperatura de salida ($T_{out,2}$) [°C]	190
Temperatura de entrada ($T_{in,3}$) [°C]	190
Temperatura de salida ($T_{out,4}$) [°C]	170
Flujo másico de aceite (m_a) [kg/h]	
Presión de entrada ($P_{in,1}$) [barg]	3.5
Presión de salida ($P_{out,2}$) [barg]	3
Generador de vapor de agua	
Temperatura de entrada ($T_{in,5}$) [°C]	95
Temperatura de salida ($T_{out,6}$) [°C]	165
Flujo másico de agua (m_v) [kg/h]	500
Presión de entrada ($P_{in,5}$) [barg]	6.5
Presión de salida ($P_{out,6}$) [barg]	6

De acuerdo con (Moya, Alonso, & Gutiérrez, 2009) para el balance de energía en el CCP se toma en cuenta la potencia que entra al sistema o del Sol al concentrador, (\dot{Q}_{S-c}), y la potencia del absorbedor al fluido (\dot{Q}_{a-f}). El flujo de potencia completo se presenta en la ecuación siguiente.

$$\dot{Q}_{a-f} = \dot{m}_a \cdot (h_{out,2} - h_{in,1}) = (\dot{Q}_{S-c}) \cdot \eta_{op} - L_T \quad \text{Ec 1}$$

$$\dot{Q}_{cal} = (\dot{Q}_{a-f}) \cdot \eta_{th} = \dot{m}_v \cdot \Delta h_{fg} \quad \text{Ec 2}$$

Dónde:

η_{op} son las pérdidas ópticas en el concentrador [%] y L_T las pérdidas térmicas en el absorbedor [W].

Los términos de la Ec. 1 pueden ser reescritos de la manera siguiente:

$$\dot{Q}_{S-c} = A_{ap} \cdot DNI \cdot \cos(\theta) \quad \text{Ec.3}$$

$$\eta_{op} = \rho \cdot \gamma \cdot \tau \cdot \alpha \cdot K(\theta) \cdot F_e \quad \text{Ec. 3.1}$$

$$K(\theta) = 1 - 2.23073 \times 10^{-4} \cdot \theta - 1.1 \times 10^{-4} \cdot \theta^2 + 3.18596 \times 10^{-6} \cdot \theta^3 - 4.85509 \times 10^{-8} \cdot \theta^4 \quad \text{Ec. 3.2}$$

$$L_T = \dot{Q}_{a-amb} = U_l \cdot A_a \cdot (\bar{T}_a - T_{amb}) \approx U_l \cdot A_a \cdot [(\bar{T}_f + 3) - T_{amb}] \quad \text{Ec. 3.3}$$

$$U_l = a + b \cdot (\bar{T}_a - T_{amb}) + c \cdot (\bar{T}_a - T_{amb})^2 \quad \text{Ec. 3.4}$$

$$A_a = \pi \cdot d_a \cdot l_a \quad \text{Ec. 3.5}$$

Donde:

\dot{m}_a es el flujo másico en kg/s de aceite del campo solar; $\Delta h = (h_{out,2} - h_{in,1})$ es el cambio de entalpía del aceite en el lazo de concentradores; A_{ap} es el área de apertura de la parábola (ver vértices a-b-c-d en figura 7); θ es el ángulo de incidencia de los rayos del Sol en el área de apertura (0-80°); $k(\theta)$ es el modificador por ángulo de incidencia (0-1); F_e es el factor de ensuciamiento de la superficie de la parábola (entre 0 y 1), se tomó un valor de 0.95; U_l es el coeficiente de transferencia de calor ($\frac{W}{m^2 \cdot ^\circ C}$); A_a es la superficie del tubo absorbedor; \bar{T}_f es la temperatura media del fluido de trabajo (°C); T_{amb} es la temperatura ambiente (°C); d_a el diámetro externo del tubo absorbedor (m) y l_a es la longitud del tubo absorbedor (m); η_{th} eficiencia térmica de producción de vapor (~0.85) y Δh_{fg} es la entalpía de evaporación del agua a la presión de operación de la caldera.

Las ecuaciones para $K(\theta)$ y U_l empleadas fueron las mismas desarrolladas para un concentrador LS3 (Moya, Alonso, & Gutiérrez, 2009). Para el caso del coeficiente global de pérdidas térmicas del absorbedor al ambiente, estas varían en función de la temperatura máxima del fluido de trabajo según se detalla a continuación (2065.44 kJ/kg @ 165 °C y 6 barg).

Tabla 17 Valores del coeficiente de pérdidas (U_l) para el CCP, (Moya, Alonso, & Gutiérrez, 2009)

Tf (°C)	a	B	C
<200	0.687257	0.001941	0.000026
200 ≤ Tf ≤ 300	1.433242	-0.00566	0.000046
>300	2.895474	-0.0164	0.000065

Por lo tanto, la ecuación 2 se reescribe de la manera siguiente:

$$\dot{Q}_{a-f} = A_{ap} \cdot DNI \cdot \cos(\theta) \cdot \eta_{op} - U_l \cdot A_a \cdot (\bar{T}_a - T_{amb}) \quad \text{Ec. 4}$$

De la ecuación anterior, el factor $\cos(\theta)$ es uno de los más importantes dado que su multiplicación con la DNI produce la componente de la radiación que incide perpendicular sobre el plano de apertura del concentrador y es reflejada en el tubo absorbedor. Este valor es variable en el tiempo y su cálculo depende, entre otras cosas, de la geometría solar (día y hora del cálculo), la ubicación del concentrador, grados de libertad de seguimiento solar (para el caso solo uno y en dirección este-oeste). El seguimiento en un eje permite que el vector normal al plano de apertura del concentrador esté, en todo momento, contenido en el mismo plano de la DNI.

Según (Duffie & Beckman, 2013), La ecuación empleada para calcular el ángulo de incidencia en un plano inclinado arbitrariamente, se presenta a continuación.

$$\begin{aligned} \cos(\theta) = & \sin(\delta) \cdot \sin(\varphi) \cdot \cos(\beta) - \sin(\delta) \cdot \cos(\varphi) \cdot \sin(\beta) \cdot \cos(\gamma) + \cos(\delta) \cdot \cos(\varphi) \cdot \\ & \cos(\beta) \cdot \cos(\omega) + \cos(\delta) \cdot \sin(\varphi) \cdot \sin(\beta) \cdot \cos(\gamma) \cdot \cos(\omega) + \cos(\delta) \cdot \\ & \sin(\beta) \cdot \sin(\gamma) \cdot \sin(\omega) \end{aligned} \quad \text{Ec. 5}$$

Dónde:

δ declinación solar $-23.27^\circ \leq \delta \leq 23.27^\circ$; (φ) latitud del lugar, positivo al norte y con rango de $(-90^\circ \leq \varphi \leq 90^\circ)$; β es la inclinación de la superficie respecto a la horizontal ($0^\circ \leq \beta \leq 180^\circ$); γ es el ángulo acimutal de la superficie, 0° hacia el sur, (+) hacia el oeste ($-180^\circ \leq \gamma \leq 180^\circ$); ω es el ángulo horario de la posición del Sol respecto meridiano del lugar, negativo para la mañana, siendo cero para el mediodía (15° por hora); θ es el ángulo de incidencia del vector solar respecto sobre la superficie arbitraria.

Las ecuaciones o parámetros que definen a cada uno de los ángulos de la ecuación 5 se definen a continuación.

- Declinación solar:

$$\delta = (180/\pi)[0.006918 - 0.399912 \cos(B) + 0.070257 \sin(B) - 0.006758 \cos^2(B) + 0.000907 \sin^2(B) - 0.002697 \cos^3(B) + 0.00148 \sin^3(B)] \quad \text{Ec. 5.1}$$

$$B = \frac{(n-1) \cdot 360}{365} \quad \text{Ec. 5.2}$$

Donde: n es el número correlativo de días del año para el que se hace el cálculo ($1 \leq n \leq 365$). Por ejemplo, para el día de diseño, 15 de abril, n corresponde al día 105.

- Latitud del lugar (φ): para la CTN es 13.77963° .
- Declinación solar (β): se tomará como $\beta = 0$ dado que el CCP está sobre un plano horizontal.
- Acimut del lugar: $\gamma = 0^\circ$ ya que el eje de giro coincide con el eje N-S geográfico.
- ángulo horario: $\omega = (H_{SV} - 12) \cdot (15^\circ/hr)$; H_{SV} es la hora solar verdadera según meridiano local en formato de 24 hr, para su cálculo primero se determinó la hora solar verdadera (H_{SV}) empleando las ecuaciones siguientes:

$$H_{SV} = 4 \cdot (L_{std} - L_{local}) - E + H_{CST} \quad \text{Ec. 5.3}$$

$$E = 229.2 \cdot [0.000075 + 0.001868 \cdot \cos(B) - 0.032077 \cdot \sin(B) - 0.014615 \cdot \cos^2(B) - 0.04089 \cdot \sin^2(B)] \quad \text{Ec. 5.4}$$

Donde:

L_{std} es la latitud estándar del lugar según huso horario adscrito ($0^\circ < L \leq 360^\circ$, oeste) para la latitud del proyecto, el huso horario es UTC-6 o (-6) $\cdot (15^\circ/hora) = -90^\circ$ (90° oeste). De acuerdo con la convención absoluta (0° a 360° , rumbo oeste), el ángulo a usar será $+90^\circ$; L_{local} es la latitud del lugar: -89.202209° . Nuevamente, empleando la convención absoluta, el valor utilizado será $+89.202209^\circ$; E es la ecuación de corrección del tiempo en minutos; H_{CST} es la hora local (Central Standard Time). El factor 4 es la velocidad angular ($60 \text{ min.}/15^\circ$) promedio del Sol.

Como ejemplo del uso de las ecuaciones a continuación se calculó la H_{CST} a partir de la H_{SV} para la fecha de diseño de la instalación ($H_{SV}=12:00$ del 15 de abril). Lo anterior se hizo empleando las ecuaciones 6.2, 6.3 y 6.4 según se muestra a continuación:

Para el 15 de abril, $n=105$, empleando la Ec. 6.4, la corrección del tiempo (E) es: -0.2364 min

Al introducir este dato en la ecuación 6.3 y resolviendo para H_{CST} , el cálculo queda:

$$12.0 = \left[\left(\frac{60 \text{ min}}{15^\circ} \right) \cdot (90 - 89.202209) - (-0.2364 \text{ min.}) \right] \cdot (1h/60min) + H_{CST}$$

$$H_{CST} = 11.9429 \text{ horas (11:56:34 a.m.)}$$

Dado que la hora de registro de datos meteorológico es local (H_{CST}), el procedimiento inverso al mostrado anteriormente fue aplicado para calcular H_{SV} y luego el ángulo horario (ω). Como ejemplo, para el mediodía solar del día de diseño, ω tiene el valor siguiente:

$$\omega = (H_{SV} - 12) \cdot (15^\circ/h) = (12.0h - 12h) \cdot (15^\circ/h) = 0^\circ$$

A continuación, se presenta la Tabla 18, resumen del cálculo del ángulo de incidencia (θ) para diferentes horas del día de diseño, el resultado como sigue:

Tabla 18 Resumen del cálculo para el ángulo de incidencia para la fecha de diseño (15 de abril). (Elaboración Propia a partir del modelo matemático)

H_{CST}	Lat.	Mes	Día Juliano	H_{SV}	ω [°]	Cos (θ)	θ [°]
6:00	13.78	4	105	6.05	-89.26	0.05	87.0
7:00	13.78	4	105	7.05	-74.26	0.30	72.6
8:00	13.78	4	105	8.05	-59.26	0.53	58.1
9:00	13.78	4	105	9.05	-44.26	0.73	43.5
10:00	13.78	4	105	10.05	-29.26	0.87	29.0
11:00	13.78	4	105	11.05	-14.26	0.97	14.6
12:00	13.78	4	105	12.05	0.74	1.00	4.4
13:00	13.78	4	105	13.05	15.74	0.96	16.0
14:00	13.78	4	105	14.05	30.74	0.86	30.4
15:00	13.78	4	105	15.05	45.74	0.71	44.9
16:00	13.78	4	105	16.05	60.74	0.51	59.5
17:00	13.78	4	105	17.05	75.74	0.28	74.0
18:00	13.78	4	105	18.05	90.74	0.03	88.5

5.6 Cálculo de Potencia Térmica Útil del Campo de CCPs

La potencia térmica efectiva del campo solar se calculó con la Ec. 5, para lo cual previamente se fijó para el aceite una temperatura de entrada ($T_{in,3}$) de 190 °C y salida ($T_{out,4}$) de 170 °C, siendo esta última, al menos, 5 °C por encima de la temperatura de saturación del vapor a 6 barg (~165 °C) en $T_{out,6}$.

Una vez el aceite llegue al bloque de potencia del generador de vapor, la cantidad de energía transferida para evaporar el agua puede ser expresada según lo indica la ecuación 6.

$$\dot{m}_a \cdot \Delta h_a \cdot e_{ff} = \dot{m}_v \cdot \Delta h_{fg} \quad \text{Ec. 6}$$

Donde:

\dot{m}_a es el flujo másico de aceite; Δh es el campo de entalpía del aceite; e_{ff} es la eficiencia de transferencia de calor del generador de vapor (0.85); T_i y T_o es la temperatura de entrada y salida del aceite; c_p es la capacidad calorífica a presión constante [kJ/kg-°C]; \dot{m}_v es la producción de vapor (500 kg/h) y Δh_{fg} es el cambio de entalpía de evaporación del agua desde 95 °C a 165 °C a 6 barg ($\Delta h_{fg} = 2364.14$ kJ/kg).

Para realizar el balance de energía no se cuenta con datos explícitos de entalpía para el aceite Therminol 55, por lo que su cálculo se hizo a partir de la definición de $dh = c_p(T) \cdot dT$ y empleando la función $c_p(T) = 1.8367 + 0.0035T$. Construida a partir de datos tabulados de c_p disponibles en la página web del fabricante del aceite (Eastman, 2020). Por lo tanto, de acuerdo con (Moya, Alonso, & Gutiérrez, 2009), el cambio de entalpía queda de la manera siguiente:

$$\Delta h = \int_{T_i}^{T_o} (1.8367 + 0.0035T) \cdot dT \quad \text{Ec. 7.1}$$

$$\Delta h = 1.8367 \cdot (T_o - T_i) + \frac{1}{2} \cdot (0.0035) \cdot (T_o^2 - T_i^2) \quad \text{Ec.7.1.1}$$

Resolviendo la ecuación 7 para \dot{m}_a con $T_i = T_{in,3} = 190$ °C y $T_o = T_{out,4} = 170$ °C , ésta queda:

$$\dot{m}_a = 7.83 \frac{\text{kg}}{\text{s}}$$

El resultado anterior es el flujo de aceite total que viene del campo de CCP's hacia el bloque de potencia. El flujo por lazo ($\dot{m}_{a/L}$) se obtiene dividiendo el flujo total (\dot{m}_a) por el número de lazos (N= 6, ver Figura 23). Según lo anterior, el flujo máximo por lazo es 1.31 kg/s.

5.6.1 Distribución de Temperatura en Tubo Absorbedor

Para este cálculo primero se dividió la longitud del lazo de concentradores (74.4 m) en 40 segmentos de 1.86 m, cada uno, y en cada uno se calculó la temperatura de entrada y salida tal cual se presenta en la Figura 28. El criterio seguido para la discretización del tubo absorbedor en 40 segmentos fue para mantener un incremento de temperatura de no más de 0.5 °C por segmento, en cuyo rango no varía sensiblemente las propiedades termodinámicas del aceite. Lo anterior permite realizar una estimación más precisa de las pérdidas térmicas y la distribución de temperatura a lo largo del lazo de tubo absorbedor.

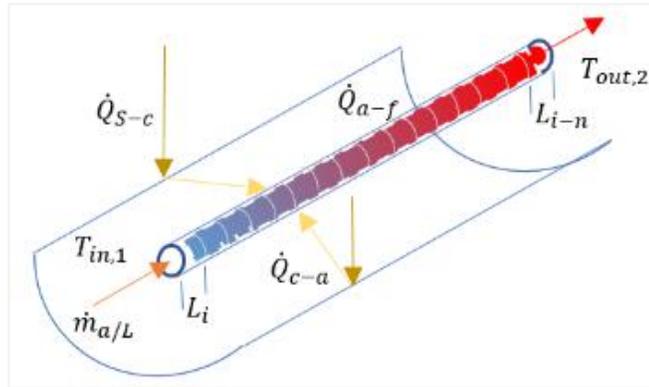


Figura 28 *modelo de discretización del tubo absorbedor del lazo de concentradores (Elaboración propia).*

El balance de energía en cada segmento L_i del absorbedor y el cálculo de la distribución de temperatura se hizo empleando las ecuaciones siguientes.

$$\dot{Q}_{a-f,i} = \dot{m}_{a/L} \cdot c_{P,i} \cdot \Delta T_i = \dot{m}_{a/L} \cdot c_{P,i} \cdot (T_{0,i} - T_{i,i}) \quad \text{Ec. 7}$$

$$\dot{Q}_{a-f,i} = \dot{Q}_{c-a,i} - U_{l,i} \cdot A_a \cdot (T_a - T_{amb}) \quad \text{Ec. 7.1}$$

Despejando la temperatura de salida del segmento i ($T_{0,i}$) de la ecuación 7, ésta queda:

$$T_{0,i} = \frac{\dot{Q}_{c-a,i} - U_{l,i} \cdot A_a \cdot (T_a - T_{amb}) + U_{l,i} \cdot A_a \cdot (T_{amb}) + \dot{m}_{a/L} \cdot c_P \cdot (T_{i,i})}{\dot{m}_{a/L} \cdot c_P + U_{l,i} \cdot A_a}$$

Donde:

$\dot{Q}_{a-f,i}$ es la potencia térmica del absorbedor al fluido en el segmento i en [W]; $c_{P,i}$ es el poder calorífico del aceite evaluado a la temperatura media del segmento [J/kg °C]; $U_{l,i}$ es la pérdida térmica del segmento i para una temperatura de superficie del tubo absorbedor T_a [W/m² °C].

Como resultado del procedimiento anterior, la temperatura al final del lazo de concentradores se obtendrá con la sumatoria de los incrementos de temperatura (ΔT_i) en cada segmento.

$$T_{out,2} = \sum_{i=1}^n \Delta T_i \quad \text{Ec.8}$$

El resultado del cálculo para flujo de potencias, eficiencias de conversión de energía, distribución de temperatura en absorbedor y generación de vapor, todo para el día de diseño, es presentado en la Tabla 19.

Tabla 19 Resumen de la producción de potencia térmica y vapor del sistema termosolar para el día de diseño 15 de abril, (Elaboración propia a partir de datos de salida de modelo matemático desarrollado)

H_cst	DNI	T_amb	Cos(θ)	Q _{S-c/L}	Eff ópt. Total	Q _{c-a/L}	m _{a/L}	T _{in,1}	T _{out,2}	P _{th/L}	P _{th}	m _v
[Hora]	[W/m ²]	[°C]	[Rad]	[kW]	[P.U.]	[kW]	[kg/s]	[°C]	[°C]	[kWth]	[kWth]	[T/h]
6:00	0	18.5	0.05	0.00	0.00	0.00	0.00	170	0.0	0.0	0.0	0.0
7:00	128	19.6	0.30	4.24	0.20	0.83	0.10	170	164.02	0.0	0.0	0.0
8:00	505	21.5	0.53	29.55	0.49	14.57	0.30	170	186.26	12.00	72.01	0.11
9:00	632	23.6	0.73	50.72	0.62	31.64	0.60	170	189.66	29.09	174.57	0.26
10:00	667	25.7	0.87	64.57	0.68	43.71	0.80	170	190.87	41.22	247.30	0.37
11:00	646	27.4	0.97	69.17	0.70	48.63	0.85	170	191.99	46.17	277.03	0.41
12:00	608	28.8	1.00	67.08	0.71	47.94	0.85	170	191.69	45.53	273.18	0.40
13:00	634	29.9	0.96	67.43	0.70	47.28	0.85	170	191.39	44.90	269.41	0.40
14:00	624	30.4	0.86	59.56	0.67	40.11	0.75	170	190.41	37.76	226.58	0.34
15:00	604	30.6	0.71	47.30	0.62	29.12	0.55	170	189.75	26.79	160.72	0.24
16:00	597	30.2	0.51	33.52	0.47	15.85	0.30	170	188.30	13.52	81.14	0.12
17:00	462	29.2	0.28	14.07	0.15	2.17	0.20	170	170.15	0.0	0.0	0.0
18:00	54	27.7	0.03	0.16	0.00	0.00	0.00	170	0.0	0.0	0.0	0.0
Total por día				507.36		321.87				297.0	1781.9	2.64

Es oportuno aclarar, que la potencia Sol a concentrador ($Q_{S-c/L}$) por lazo se consigue multiplicando la potencia de un CCP por el número de CCP's que componen el lazo; mientras que la potencia de todo el campo solar se consigue multiplicando la potencia de un lazo por el número de lazos en paralelo que componen el campo solar.

5.6.2 Cálculo de Rendimiento del Campo Solar

Para verificar el resultado obtenido del cálculo anterior se calcularon los diferentes indicadores tales como: rendimiento total, óptico y térmico, todo para $\theta=0^\circ$ o $k(\theta)=1$ y para el día de diseño. La definición de cada uno es como se muestra a continuación.

- Rendimiento global: Considera la relación entre la potencia térmica de salida respecto a la potencia solar de entrada.

$$\eta_{global} = \frac{\dot{Q}_{a-f}}{\dot{Q}_{S-c}} \quad \text{Ec. 9}$$

- Rendimiento óptico: Toma en cuenta todas las pérdidas ópticas y geométricas del concentrador.

$$\eta_{opt.} = \frac{\dot{Q}_{c-a}}{\dot{Q}_{S-c}} \quad \text{Ec.10}$$

- Rendimiento térmico: Considera todas las pérdidas térmicas que tienen lugar en el concentrador.

$$\eta_{th} = \frac{\dot{Q}_{a-f}}{\dot{Q}_{c-a}} \quad \text{Ec.11}$$

En la Tabla 20 se presentan las eficiencias calculadas, el resultado está dentro los parámetros aceptables para este tipo de sistema de conversión de energía.

Tabla 20 Tabla de eficiencias del campo solar (Elaboración propia)

Eficiencia	k(θ)=1	15 de abril	Valor de referencia
η_{global}	66.2%	58.54%	55-65%
$\eta_{opt.}$	72%	63.44 %	>0.75
η_{th}	92.35%	92.27%	>90

5.7 Análisis de Resultados

El gráfico de la Figura 29, muestra la evolución de la temperatura en la salida de cada lazo de concentradores respecto a la variación del flujo de aceite; cómo se puede apreciar, es necesario variar el flujo de aceite por lazo para mantener la temperatura de salida del aceite dentro de un rango aceptable para el proceso (producción de vapor).

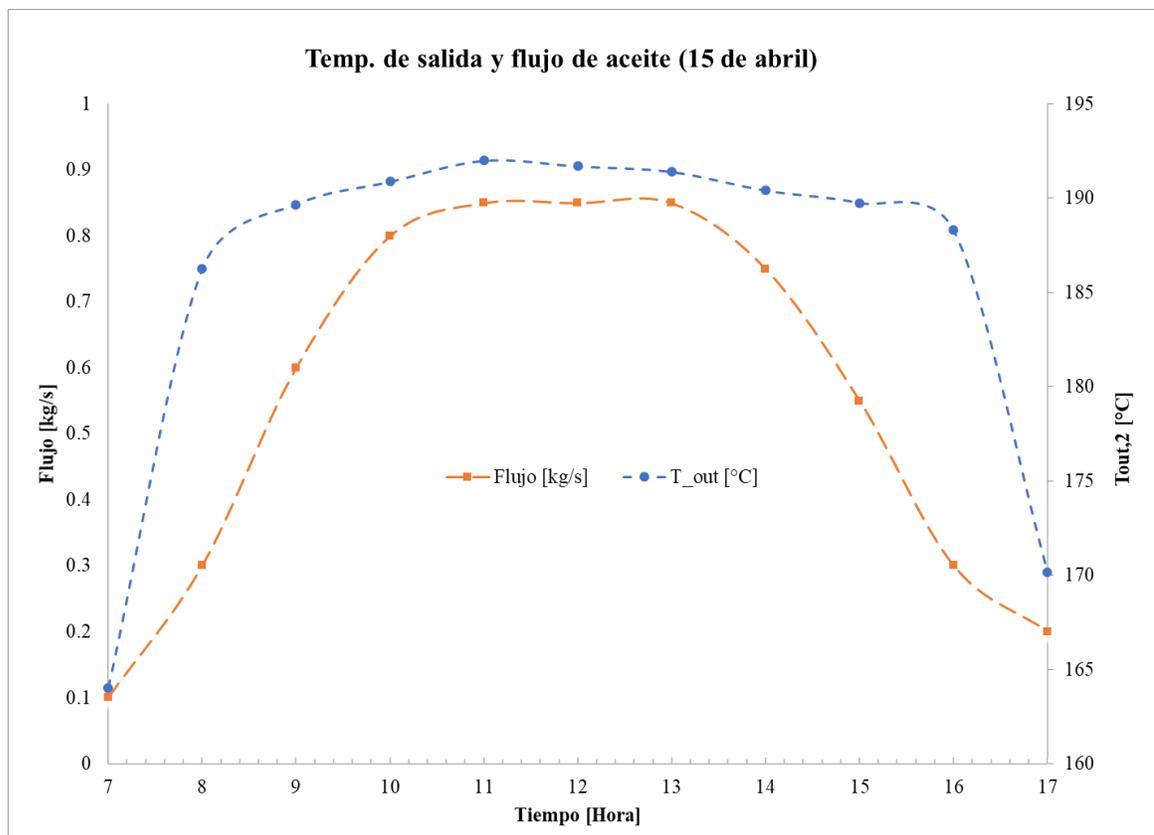


Figura 29 Variación del flujo de aceite y la temperatura de salida del campo solar para el día de diseño (Elaboración propia).

La variación del flujo de aceite también permite hacer una mejor gestión de la potencia térmica a partir de la radiación solar incidente, así como también una disminución de la potencia de autoconsumo (*Figura 30*).

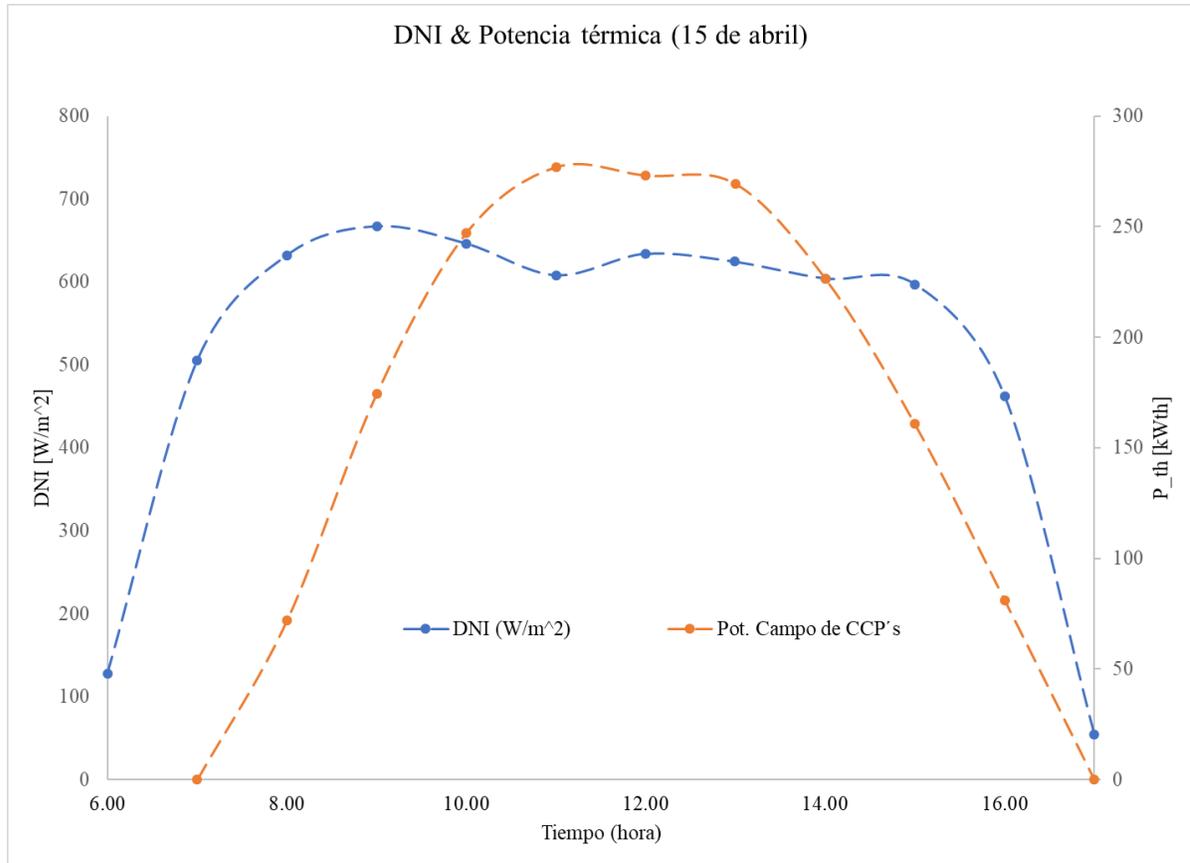


Figura 30 Variación de potencia térmica del generador de vapor del campo solar respecto a un flujo variable de aceite en el campo solar (*Elaboración propia*).

La variación de la potencia térmica y la producción del vapor se muestra en la figura 31, la cual presenta una relación directamente proporcional y estas con la potencia radiante del Sol.

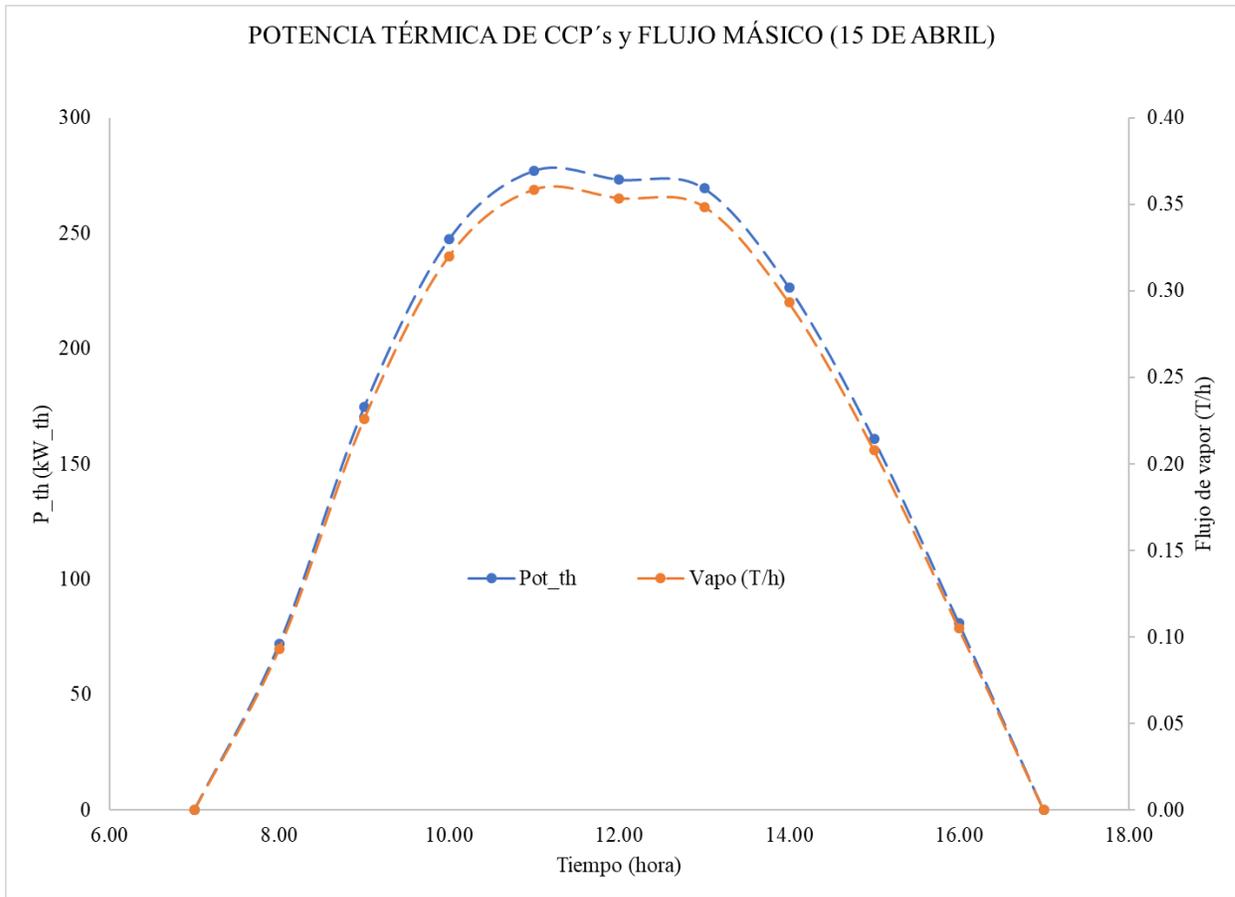


Figura 31 Variación de la potencia térmica contra el flujo de aceite (Elaboración propia).

5.7.1 Producción Anual de Energía Térmica

El resultado de los últimos tres gráficos muestra el comportamiento de la producción de potencia térmica instantánea para el día de diseño. Para determinar la cantidad de energía térmica anual aportada por la instalación termosolar, se integró la producción de potencia a lo largo de todo el año según se indica en la ecuación siguiente:

$$E(kWh_{th}/año) = \sum_{i=1}^{n=8760} P_{th,i} * \Delta t_i \quad Ec. 12$$

Haciendo uso de la Ec.12, la energía térmica anual del sistema termosolar se estima en 394.12 MWh/año, y esta estaría sustituyendo, en igual proporción, la generada con las calderas convencionales de HFO.

En cuanto a la producción de vapor, de acuerdo con los resultados la máxima producción es de 0.68 T/h y 0.29 T/h en promedio. El resultado (ver Tabla 19) está dentro del rango de producción

(0.3 a 0.5 T/h) garantizado por el fabricante de los equipos y según el nivel de irradiancia disponible.

5.7.2 Ahorro Equivalente de Combustible

La energía E, calculada para todo el año representa el ahorro energético asociado a la instalación solar. De acuerdo con (Bribián & Usón, 2009), para realizar un análisis de rentabilidad de la instalación es necesario traducir los ahorros energéticos (en unidades de MWh) en ahorros económicos. Para la conversión se utiliza el Poder calorífico inferior (LHV) del combustible sustituido y la eficiencia de la caldera convencional. De acuerdo con los análisis de laboratorio realizadas In Situ al combustible, su LHV es de 142,575 Btu/gal o 41.7846 kWh/gal, así como también la eficiencia de la caldera, para las mediciones realizadas, es de 0.85.

Con los datos anteriores y empleando la ecuación 13, el ahorro de combustible para un campo de 675 m² queda de la manera siguiente:

$$\text{Ahorro (gal/año)} = E_{\text{anual}} / (\text{LHV} * e_{ff})$$

$$\text{Ahorro (gal/año)} = (394.12 \text{ MWh}) / (0.0417846 \text{ MWh/gal} * 0.85)$$

$$\text{Ahorro (gal/año)} = 11,096.0 \text{ gal. de HFO por año.}$$

5.7.3 Resumen de Producción del Sistema Termosolar

En la Tabla 21, se presenta el resumen de producción para cada mes del año empleando un sistema de concentración solar con 675 m² de apertura, así como también la eficiencia mensual y anual promedio la cual supera el 50%, valor típico para sistemas termosolares de concentración como el analizado.

Tabla 21 Energía térmica mensual acumulada (MWh_{th}), para un campo solar de 675 m² (Elaboración propia)

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Agos	Sept	Oct	Nov	Dic	Total
Tiempo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	[MWh _{th}]
1:00													
2:00													
3:00													
4:00													
5:00													
6:00													
7:00													
8:00			0.78	1.76	1.32	1.17	1.54	1.27	1.42	1.43	0.78		11.46
9:00	2.76	2.71	4.1	3.84	2.73	2.57	3.36	3.04	3	3.1	3.17	3.15	37.52
10:00	4.83	4.77	6.01	5.14	3.66	3.83	4.62	4.09	3.88	4.49	4.95	5.05	55.33
11:00	6.15	6.04	7.1	5.99	3.83	4.89	5.41	5.28	4.36	5.09	6.13	6.19	66.46
12:00	6.85	5.78	6.83	5.01	4.08	3.79	4.9	4.66	3.97	5.1	5.81	6.69	63.46
13:00	6.45	5.49	6.45	4.97	4.25	2.99	4.75	4.98	3.49	4.53	5.16	6.4	59.91
14:00	5.46	5.3	5.42	4.24	3.79	2.65	3.88	4.73	2.94	3.69	4.14	4.81	51.04
15:00	3.63	3.96	4.01	3.24	2.65	1.88	3.01	3.04	2.23	2.52	2.55	2.74	35.45
16:00	0.88	1.9	2.1	1.64	1.25	0.83	1.51	1.79	1.11	0.48			13.49
17:00													
18:00													
19:00													
20:00													
21:00													
22:00													
23:00													
Total	37.01	35.95	42.79	35.83	27.55	24.61	32.97	32.88	26.40	30.43	32.69	35.03	394.12

La energía térmica anual calculada tiene una magnitud de 394.12 MWh/año, así como también la producción de vapor se estima en 510.12 toneladas por año. Por otro lado, la eficiencia promedio mensual de conversión de la radiación solar a térmica se muestra en la Tabla 22.

Tabla 22 Producción anual del sistema termosolar (Elaboración propia)

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Agos	Sept	Oct	Nov	Dic	Total
Q _{S-C} [MWh]	72.59	67.85	76.31	63.79	51.26	46.53	60.70	59.74	48.34	56.38	64.77	71.47	739.72
E _{th} útil [MWh _{th}]	37.01	35.95	42.79	35.83	27.55	24.61	32.97	32.88	26.40	30.43	32.69	35.03	394.12
Flujo [Ton]	47.90	46.53	55.39	46.37	35.66	31.85	42.67	42.56	34.16	39.38	42.31	45.34	510.12
Eff _{th} [%]	51.0%	53.0%	56.1%	56.2%	53.7%	52.9%	54.3%	55.0%	54.6%	54.0%	50.5%	49.0%	53.3%

Por último, el flujo de energía del proceso de conversión es representado mediante un diagrama de Sankey como se muestra en la Figura 32, cuyo resultado (eficiencia de más del 60%) es el esperado para este tipo de plantas termosolares.

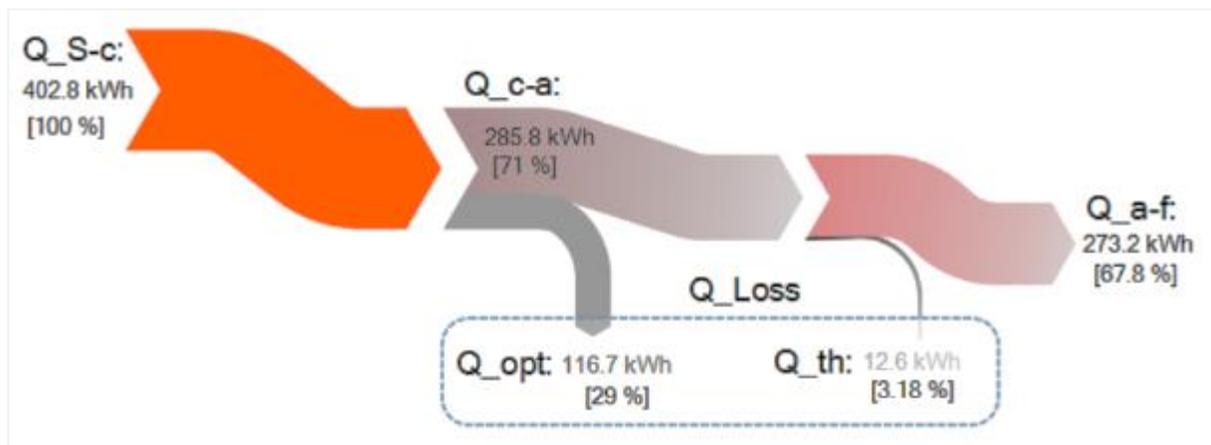


Figura 32 Diagrama de Sankey del flujo de energía. Q_{S-c} es la energía de la radiación solar y Q_{a-f} es la energía en el fluido de trabajo, todo para el día de diseño (Elaboración propia).

5.7.4 Porcentaje de Ahorro de Energía

Al comparar las mediciones hechas para el consumo de combustible de la caldera CB1 (Tabla 7) y los registros de consumo total (para 24 horas de operación) de la Tabla 10, el resultado sugiere que el consumo diario es aproximadamente la mitad del consumo total. Por lo tanto, tomando como base la mitad del consumo de 2018, es decir 69,170.0 galones respecto al ahorro anual por la implementación del proyecto termosolar (11,096.0 galones), el porcentaje de ahorro es el 16%. Con base al resultado, el porcentaje de ahorro incrementará proporcionalmente a la potencia instalada del campo solar.

6. Modos de Operación del Sistema Termosolar

Una vez el sistema termosolar esté instalado y comisionado, su puesta en operación diaria se hará de acuerdo con la secuencia siguiente:

6.1 Arranque del sistema termosolar (Operación Diurna)

- a. El controlador lógico programable (PLC) del sistema en modo de seguimiento virtual, realiza una verificación de la presión del aceite del sistema termosolar, del nivel de agua de la caldera solar (*Kettle*) y de la intensidad de irradiación solar.
- b. El PLC verifica la comunicación entre los actuadores del sistema de seguimiento del campo solar, realizando una rutina rápida de giro en un cuarto ($1/4$) de trayectoria de seguimiento. En caso de no completarse la rutina de verificación, el sistema emitirá una alarma sonora y visual, con el respectivo código de error, al cual se le deberá dar seguimiento para su corrección.
- c. El PLC verifica que el valor de la irradiación sea mayor al valor de consigna (350 W/m^2).
- d. Cumplido lo anterior, El PLC enciende gradualmente la bomba de recirculación de aceite térmico hasta que el flujo de aceite por lazo sea entre el 35% y 45% del nominal (1.31 kg/s).
- e. El PLC, mediante el algoritmo de búsqueda, enfoque y seguimiento solar, acciona el actuador del mecanismo de seguimiento del campo de concentradores para el día y hora correspondiente del año.

Lo anterior es debido que el campo solar contará con dos modos de seguimiento: virtual o programado y por sensor activado por radiación solar. Mediante el primero se hará la búsqueda del Sol en las primeras horas de la mañana y en días nublados, mientras que el seguimiento por sensor será empleado para un seguimiento más preciso. La combinación de ambos modos de seguimiento a lo largo del día permitirá un mayor aprovechamiento de la radiación solar en energía térmica.

- f. El PLC ajustará el flujo másico de aceite hacia el campo de concentradores en función de una rampa de calentamiento hasta lograr que la diferencia de temperatura entre la entrada y salida del campo de CCP's no supere un valor prefijado de $20 \text{ }^\circ\text{C} \pm 2$.
- g. EL PLC verifica que el aceite circule por el By-Pass de la caldera solar a través del accionamiento de las válvulas de tres vías (V1, V2 y V3, de la Figura 33), hasta que la temperatura del aceite $T_{in,3}$ sea igual o mayor que 185°C . Cumplida esta condición, el aceite ingresará al generador de vapor calentando el agua en su interior según rampa de calentamiento hasta lograr las condiciones de operación de presión y temperatura de saturación del agua requerida en su interior.

6.2 Funcionamiento de la caldera solar

- h. Una vez la caldera solar logre las condiciones de operación de presión (entre 6 y 7 barg) y temperatura de saturación para la presión indicada, el PLC abrirá gradualmente la válvula motorizada V4, alimentando al sistema donde se encuentra interconectado con el sistema convencional de generación de vapor a base de HFO.
- i. El PLC se encargará de modular la potencia de la caldera auxiliar en función de la producción de vapor de la caldera termosolar.

6.3 Acciones del Control de Temperatura

- j. Si durante la operación del sistema termosolar, $T_{out,2}$ del aceite térmico supera los 190 °C (valor ajustable), el PLC incrementa el flujo de aceite \dot{m}_a hacia el campo de concentradores para mantener el diferencial de temperatura en el lazo de concentradores en 20 °C, enviado parte del aceite retornado al tanque “buffer”, mientras que el resto será enviado a la caldera solar. El aceite caliente almacenado en el tanque *buffer* podrá ser utilizado posteriormente para mitigar la pérdida de potencia térmica por el paso de nubes y para generar vapor por algún tiempo luego de la puesta del Sol.
- k. Si la temperatura $T_{out,2}$ cae a un valor menor a 175 °C (también ajustable) el PLC ajustará el flujo de aceite para mantener la temperatura y que no se enfríe aún más. Si con el ajuste del flujo el aceite sigue perdiendo temperatura, el PLC pasará el seguimiento a modo virtual y la caldera a “By-Pass” hasta que el flujo de aceite sea mínimo, permaneciendo en esta modalidad hasta que nuevamente se tenga suficiente radiación solar para arrancar el proceso.

EL PLC ajustará la producción de la caldera de HFO para compensar la baja de producción de la caldera solar, manteniendo constante la demanda de vapor.

Se podría decidir utilizar el sistema suavizador de agua actual y diseñar un sistema de bombeo configurado especialmente para suplir la demanda de agua de la caldera.

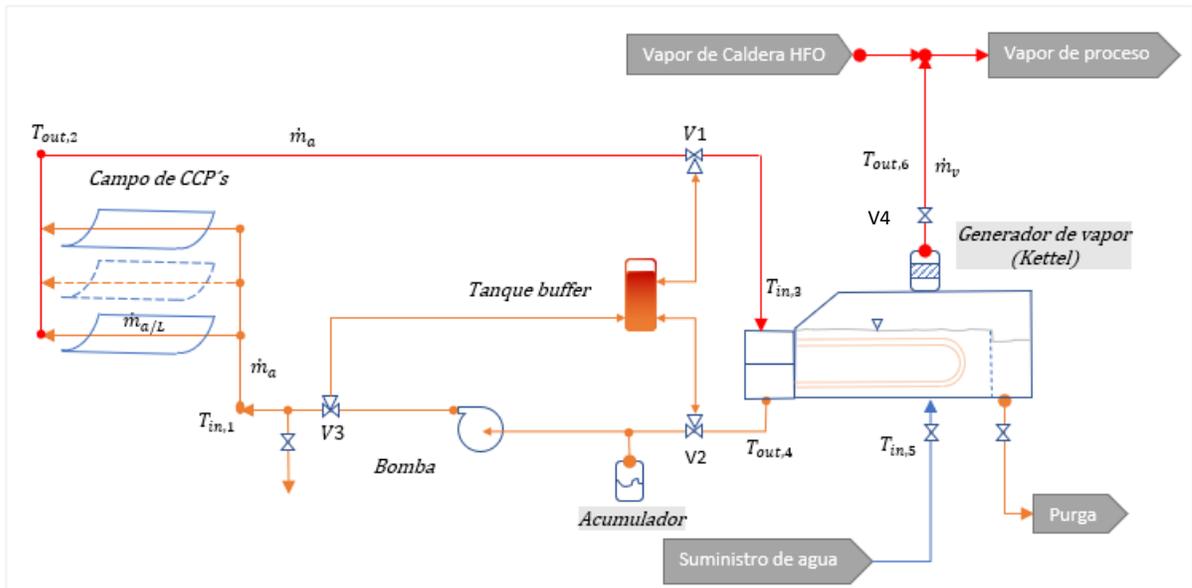


Figura 33 Esquema de la instalación propuesta (Elaboración propia).

6.4 Modos de Operación Diurno y Nocturno

- Modo de Operación Diurno (07:30 A 17:29), Planta Sin Generación
 - a. El sistema termosolar debe encenderse durante el horario diurno, tratando de aprovechar el máximo número de horas con radiación solar.
 - b. Luego que las condiciones de temperatura y presión de la caldera solar hayan alcanzado los valores nominales para la instalación, se debe abrir lentamente la válvula de salida de vapor del sistema termosolar (V4) para evitar golpes de ariete, y con ello, se estaría interconectando el valor de campo de CCP con el de las CB's.
 - c. El sistema termosolar es capaz de cubrir un porcentaje de la demanda de vapor de la caldera auxiliar CB1, por lo que se observará que su modulador de llama disminuirá la apertura al encontrarse recibiendo una aportación extra de presión de vapor proveniente del sistema termosolar, si se mantiene en modo automático. Por lo tanto, este efecto se verá reflejado en una reducción en el consumo de combustible.
- Modo de Operación Nocturno (De 17:30 A 07:29), Planta sin Generación
 - a. Luego de la puesta del Sol la radiación será inferior que 350 W/m^2 y el sistema seguirá operando únicamente con la energía térmica almacenada en el tanque *buffer* hasta que la temperatura del aceite en este no sea inferior que 175°C .
 - b. Al mismo tiempo, el PLC, mediante el seguimiento programado, ajustará la posición de seguimiento de los concentradores solares hasta la posición de reposo (hacia el Este), quedando listos para iniciar operación el siguiente día.

- c. En condiciones normales, el vapor se genera por medio de las calderas auxiliares, CB1 para la Fase I y CB2 para la Fase II, de manera independiente. En caso se tenga problemas con alguna caldera, se cuenta con una línea de interconexión de vapor, la cual es necesario abrir para alimentar desde una Fase a la otra por medio de una sola CB.
- Vapor por cogeneración con calderas de recuperación (Planta con Generación)
 - d. Cuando las unidades generadoras se encuentran operando, el vapor requerido por la central es obtenido por medio de las calderas recuperadoras de calor, por lo tanto, las calderas auxiliares Cleaver Brook (CB1 y CB2) se deben mantener en modo “*stand-by*”, es decir, con la válvula de salida de vapor cerrada, realizando ciclos de encendido y apagado para mantener su presión. El sistema termosolar debe mantenerse también aislado y apagado, tanto por eficiencia energética, como para evitar desgaste prematuro del sistema.

7. Análisis Económico y Financiero

Uno de los componentes que dan respaldo a la viabilidad del proyecto de implementación del sistema termosolar, además de los fundamentos técnicos (desarrollados en los capítulos anteriores), es el análisis de rentabilidad económica del proyecto. El presente análisis es preliminar dado que no se cuenta con un presupuesto de detalle específico, principalmente para la obra civil, del proyecto, y los precios indicado son de referencia de proyectos similares.

Como en todo proyecto de inversión, el promotor del proyecto siempre se plantea si vale la pena invertir en un determinado proyecto o si existe otra alternativa en la cual consigue un mejor retorno de la inversión y en menos tiempo. Por lo tanto, en el presente análisis se han planteado tres escenarios, según se describe a continuación:

- En el primer escenario se analizó económicamente la implementación del sistema termosolar descrito en los capítulos anteriores.
- En el segundo escenario se analizó económicamente la alternativa de invertir en la implementación de un sistema solar fotovoltaico (ver detalles técnicos en anexos) en la Central Térmica Nejapa (con una inversión similar en capital), con el objetivo de comparar los resultados con el análisis financiero del sistema termosolar.
- El tercer escenario analiza económicamente la implementación de un sistema híbrido, que toma en cuenta el sistema termosolar y fotovoltaico, analizados en los escenarios anteriores.

A la base de lo anterior está la premisa que todo ahorro ya sea de combustible HFO con la implementación del proyecto termosolar o de electricidad para el caso del sistema FV, ambos representan un ahorro económico para la operación de la CTN y una ampliación del aprovechamiento del recurso solar a través de diferentes tecnologías.

No obstante, el análisis presentado tiene como objetivo brindar las alternativas de inversión y contribuir a la toma de decisiones del inversionista.

A continuación, se presentan los supuestos financieros tomados en cuenta en cada uno de los escenarios. Los montos se encuentran en USD.

7.1 Información para la Formulación del Proyecto

Tabla 23 Tabla con datos para la formulación y evaluación del proyecto (Elaboración propia)

Proyecto:		Central Termica Nejapa	2020		
No.	DATOS PRINCIPALES	Unidades	Tipo de Proyecto		
			Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
1	Tipo de Proyecto		Termosolar	Fotovoltaico	Hibrido
	Opciones del tipo de Proyecto			MRS	
2	Capacidad Instalada		0.3 MW_th	0.13 MW_p	0.13MW y 0.3MWth
		Factor			
3	Factor de Capacidad de la Planta	%		20%	20%
4	Ahorro de Galones por Año	gal_de HFO/año	11,096		11,096
5	Producción de Energía Eléctrica por Año	MWh/año		228	228
6	CAPEX USD: Inversion Construccion		15,917		15,917
7	CAPEX USD: Inversión	\$	139,360	156,000	295,360
8	CAPEX USD: IDC Interés durante la Construcción	\$	0	0	0
9	Grant o Donación:USD	\$	0	0	0
10	CAPEX USD:despues del Grant (si hay grant) IncIDC	\$	155,277	156,000	311,277
11	Costo del Capital Ke ⁽²⁾	%	18.48%	18.48%	18.48%
12	Proporción de Capital	%	15%	15%	15%
13	Costo de la deuda Kd	%	6.00%	6.00%	6.00%
14	Proporción de Deuda	%	85%	85%	85%
15	Periodo de Deuda	años	20	20	20
15a	Periodo de Gracias	años	5	5	5
16	Impuestos Corporativos	%	30%	30%	30%
17	Impuestos Municipales	%	0%	0%	0
18	Impuestos Recurso (% Ingresos)	%	0%	0%	0
19	Excepción de Impuestos años	años	20	20	20
20	WACC: Despues de Impuestos	%	5.75%	5.75%	5.75%
21	Depreciación Años	años	20	20	20
22	Costo de producción O&M	\$/gal o \$/MWh	0.17	7,800	7,800.17
23	Costo de administración y ventas , Seguros	\$/MWh	0.06	2.77	2.82
24	Costos de sistema	\$/MWh			
24a	OPEX	\$	7,763.83	7,800	15,563.83
25	Periodo de cambio de aceite Termico	años	4		4
25a	Costo Barril	\$/Barril	355.00		355.00
25b	Cantidad de aceite del Sistema	Barril	7		7
26	Decaimiento	%	0.00%	0.10%	0.10%
27	Consumo Propio	%	0.00%	1.00%	1.00%
28	Incremento anual de costos Inflación	%	2.00%	2.00%	2.00%
30	Tarifa; \$/MWh	\$/gal_HFO	1.72	100	1.72/100
31	Escalación Tarifa		1.00%	1.00%	0.01/0.01

7.2 Análisis Económico y Financiero de los Escenarios Propuestos

Tabla 24 Resumen de análisis económico y financiero para los escenarios analizados (USD), (Elaboración propia)

Escenario	RESULTADOS PARA EL FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO			
	CAPEX	VAN	TIR	PRI [años]
1 (0.3 MW _{th})	\$155,277.0	\$44,502.0	8.96%	10
2 (0.13 MW _p)	\$156,000.0	\$85,462.0	11.62%	8
3 (híbrido)	\$311,277.0	\$131,229.0	10.35%	9

PRI: Periodo de Recuperación de la Inversión.

Según el resultado de la tabla, el escenario dos (2) es el que presenta un mayor retorno de la inversión y en un menor tiempo de recuperación de la inversión. No obstante, el proyecto propuesto inicialmente es el ahorro de combustible y con esto disminuir los costos de producción (\$/MW_e) de la energía en la planta térmica, con lo cual se tendrá más oportunidades de venta de la energía en el mercado Spot y poder así competir con las nuevas plantas generadoras con tecnología térmicas más eficientes y las renovables no convencionales.

Por lo anterior, y dado que el aprovechamiento de la radiación solar puede ser tanto para producción de potencia térmica como eléctrica, directamente, la propuesta del escenario híbrido es una opción por ser considerada dado que presenta lo mejor de los escenarios anteriores.

7.3 Análisis de Sensibilidad

Continuando con el análisis del escenario uno, un factor importante a considerar para el análisis económico del proyecto es la variación del precio del combustible HFO el cual, según el caso base, este tiene un valor de 1.72 \$/gal de HFO. Dado que los ingresos del proyecto están en función de la cantidad de combustible que se ahorra por la sustitución de la caldera CB1 por la operación con el sistema termosolar, por lo tanto, las variables que afectan la viabilidad económica del proyecto son, por un lado, el costo de combustible y por otro la cantidad de combustible ahorrado, que es directamente proporcional al tamaño de la planta termosolar. Lo anterior se traducirá en una mayor rentabilidad del proyecto y menor tiempo de retorno de la inversión.

A continuación, se presentan las gráficas de VAN y TIR con respecto al costo del combustible para una potencia base de 0.3 MW_{th}, así como también variando el tamaño de la planta, manteniendo fijo el precio del combustible (1.72 \$/gal).

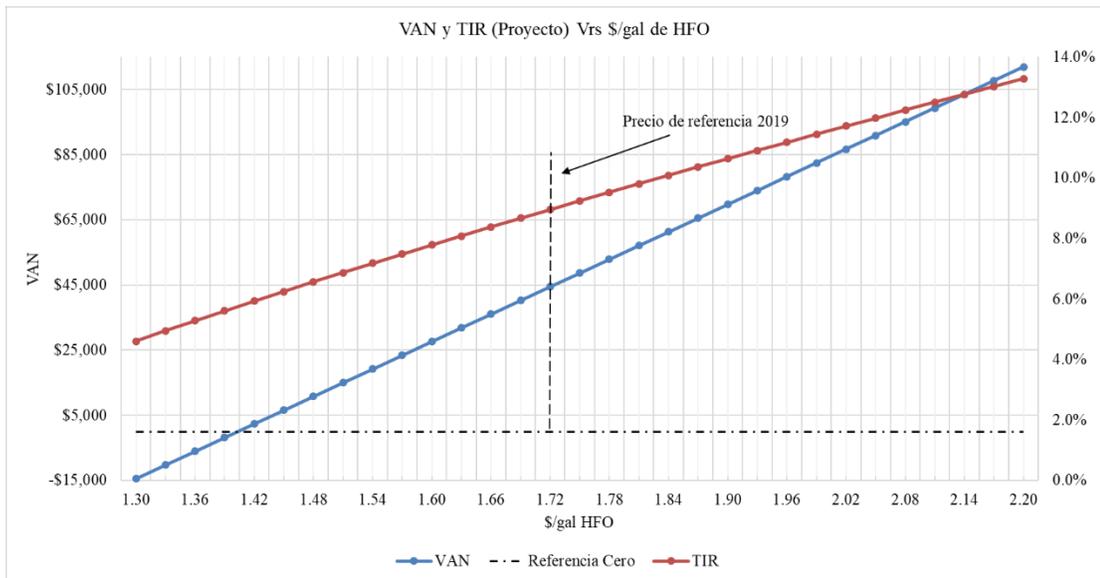


Figura 34 Variación de VAN y TIR con respecto al precio del combustible (Potencia de 0.3 MW_{th}), (Elaboración propia a partir de análisis económico y financiero).

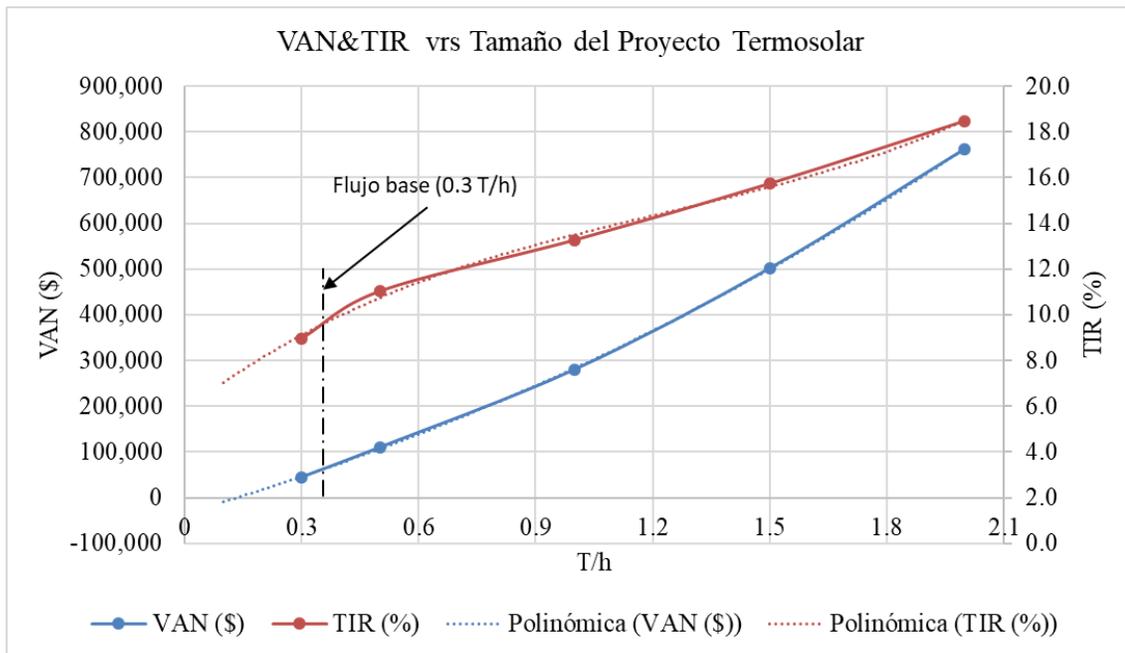


Figura 35 Variación de VAN y TIR con respecto al tamaño de la planta (basada en una potencia base de 0.3 MW_{th}), (Elaboración propia a partir de análisis económico y financiero).

La Figura 36, muestra la tendencia de precio de energía (MRS) con el crudo de petróleo en el periodo del enero a Julio del 2020. Como puede observarse la tendencia de ambas curvas son

similares, es decir si el precio del crudo se incrementa, el precio de la energía MRS se incrementa. De igual manera se hay una disminución del precio del crudo hay una disminución del precio MRS.

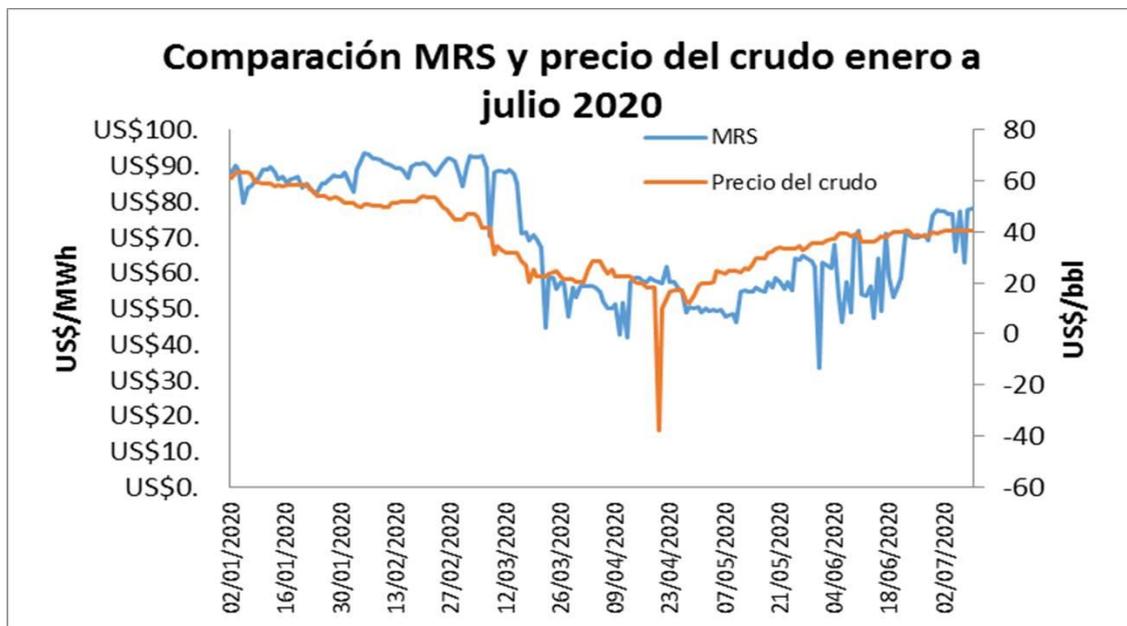


Figura 36 Comparación de precio MRS (US\$/MWh) y Crudo (US\$/bbl) (Elaboración propia).

8. Conclusiones

De acuerdo con el resultado del presente estudio de prefactibilidad que corresponde al aprovechamiento del recurso solar para la producción de calor útil para el proceso de generación de vapor, se concluye lo siguiente:

- a. Analizando el resultado del estudio técnico y económico, esta muestra indicadores positivos tales como: el emplazamiento del estudio cuenta con un recurso solar superior a la media nacional del país, disponibilidad comercial de la tecnología para su aprovechamiento y un VAN y TIR de \$44,502 y 8.96%, respectivamente), los cuales podrán ser confirmados en una eventual fase de factibilidad.
- b. La propuesta descrita en este documento es una de las muchas medidas de mitigación de los costos operativos mediante la innovación, incremento de eficiencia y ahorro energético, que industrias como la de las plantas termoeléctricas o similares, deberían implementar.
- c. De acuerdo con los resultados del modelo matemático y sensibilidad económica, el tamaño mínimo de la planta deberá ser 350 kW_{th}, por debajo de la cual el proyecto ya no es rentable. Una potencia de 700 kW_{th} sería el tamaño óptimo con mejor relación beneficio y costo, no obstante, esto deberá ser comprobado con un detalle de costos para la potencia indicada.
- d. El aporte de la energía termosolar podría incrementarse en un 5% si la instalación de los CCP se orienta para que su eje de seguimiento sea el norte-sur. Lo anterior implica un área de influencia mayor para el proyecto.

- e. Los tres escenarios evaluados: solo termosolar, solo fotovoltaico y la combinación de ambos (híbrido), han resultado con indicadores financieros favorables, por lo que dependiendo del tamaño de la inversión que se destine para el proyecto seleccionado, o de la disponibilidad de mayor área de terreno, el proyecto podría pasar a la siguiente etapa de factibilidad lo cual implicaría realizar una ingeniería de detalle de la obra civil requerida de acuerdo con el tamaño de la planta solar, así como también, una gestión de trámites de obra, adquisición de terrenos para orientar adecuadamente el campo solar, etc.
- f. Con base a los resultados obtenidos, el sistema híbrido cumple con el objetivo principal ya que no solo reduce el consumo de combustible de la caldera auxiliar, sino que también produce energía eléctrica directamente para autoconsumo. Por lo tanto, si bien es cierto que el presente estudio está orientado a proponer una alternativa para disminuir el consumo de combustible para la producción de vapor, el escenario híbrido es una aplicación posible dentro de este tipo de industria, adicionalmente tiene indicadores económicos y financieros favorables.
- g. De acuerdo con el análisis de sensibilidad, ampliar la capacidad de generación de la planta termosolar incrementará el ahorro de combustible para la producción de vapor en la CTN, no obstante, lo anterior requerirá de una mayor área para el proyecto y por ende de inversión
- h. Con la actual variabilidad e incerteza en los precios de combustible, debido a fenómenos como la pandemia COVID-19, y dado que la tendencia natural del precio es al alza, se considera que el precio base 2019 podría llegar a cantidades mayores a los de antes de la emergencia, por lo que el proyecto tendría mayor rentabilidad pues el precio del combustible incide positivamente en los resultados financieros.
- i. Con la implementación de proyectos de eficiencia y ahorro energético como los propuestos en este documento u otros de mayor envergadura, se busca reducir los costos operativos de producción de la CTN frente al nuevo escenario, altamente competitivo, previsto para el mercado eléctrico salvadoreño. Con el ahorro de combustible se busca impactar favorablemente en el costo de producción, permitiendo competir con otras plantas al lograr una mejor posición dentro de la lista de mérito y con la posibilidad de ser despachada.
- j. El ingreso al mercado de generación de energía de la planta de gas natural vendría a afectar negativamente a una probable convocatoria a generar de la CTN durante contingencias en los sistemas de generación actuales, por lo que el sistema termosolar vendría a contribuir en la reducción en los costos de operación para mantener las unidades generadoras disponibles.
- k. El presente trabajo se basó en la implementación de la tecnología de concentración de la energía solar para producción de calor útil para un proceso industrial, el cual no ha sido muy explotado en la región por lo que este estudio puede servir de guía para futuros proyectos dentro de la industria en general.
- l. Para extender el tiempo de utilización del sistema termosolar posterior a las horas sin incidencia de rayos solares o mejorar su estabilidad en épocas de alta nubosidad, se deberá evaluar la instalación de un tanque “buffer” o de inercia, que almacene energía térmica en el aceite con lo cual la planta aumentaría el ahorro de combustible utilizado en la caldera auxiliar. No obstante, dado el comportamiento de la producción de energía de la CTN, esta es

generalmente durante la hora de máxima demanda o “pico”. El uso de un almacenamiento térmico en horas “pico” no sería de mucha utilidad dado con los motores en operación también operan las calderas de recuperación de calor.

- m. Con base al resultado, al combinar más de una tecnología de aprovechamiento del recurso solar, el proyecto muestra indicadores más favorables de factibilidad, y estos se ven incrementados si se aprovechan instalaciones existentes como cubiertas de techos para la instalación de proyectos fotovoltaicos.

9. Recomendaciones

- a. Al determinar que tanto los indicadores técnicos como los económicos resultan favorables para el desarrollo del proyecto analizado, se recomienda continuar con el proceso de factibilidad solicitando cotizaciones por el diseño, compra de terrenos, obras civiles, mecánicas y eléctricas, así como también realizar una cotización por la tecnología más apropiada.
- b. El resultado podría ser mejorado evaluando la disponibilidad de obtención de una mayor área de terreno para poder establecer la instalación de concentradores cilíndrico-parabólicos adicionales, con lo cual sería posible obtener un mayor aporte de energía termosolar y reducir aún más el consumo de combustible usado en la caldera auxiliar.
- c. En cuanto a la presión de operación que trabajan actualmente las calderas auxiliares, la cual es mantenida a valores demasiado bajos respecto al valor nominal o de mayor eficiencia, por lo tanto, demandan una mayor cantidad de combustible para mantener la producción de vapor. Debido a esto se recomienda realizar el estudio de ingeniería para poder evaluar la mejor manera de hacerlas trabajar cercano a la zona de máxima eficiencia recomendada por el fabricante y así mejorar su eficiencia. Entre las posibles alternativas está el remplazo de las calderas por unas de menor capacidad.
- d. La instalación de los concentradores cilíndrico-parabólicos debería ser realizada en el eje norte sur para obtener mayor incidencia de rayos solares, sin embargo, por la ubicación del terreno, esta fue evaluada utilizando un cierto ángulo azimutal hacia el oeste (pérdida de energía estimada en 5%). Por lo que se recomienda para futuros desarrollos contemplar dicha disposición para la orientación de los terrenos durante el planeamiento y coordinación de la infraestructura involucrada.
- e. La instalación de un tanque reservorio de aceite de mayor capacidad permitiría prolongar el tiempo de utilización del sistema termosolar posterior a las horas sin incidencia de rayos solares, con lo que aumentaría el ahorro de combustible utilizado en la caldera auxiliar.
- f. Se sugiere a CTN que evalúe los otros escenarios de implementación de energía renovable para la optimización de procesos y costos, lo cual dependerá de la capacidad de inversión y el nivel de rentabilidad asociado a dicha implementación.

10. Referencias

- Agency, I. E. (Feb de 2018). *iea.org*. Recuperado el 13 de Feb de 2020, de Annual Energy Outlook 2018
- Bribián, I. Z., & Usón, A. A. (2009). *Energía solar térmica (Serie Energías renovables)*. Zaragoza: Prensas Universitarias de Zaragoza.
- Burnham Commercial Boilers. (16 de Mayo de 2020). *Firetube Boilers And Accesories*. Obtenido de <http://www.burnhamcommercial.com/>:
<http://www.burnhamcommercial.com/resources/product-catalog/docs/firetube-boilers-and-accessories-catalog.pdf>
- CNE, C. N. (13 de Junio de 2019). <http://estadisticas.cne.gob.sv/wp-content/uploads/2019/03/Plan-indicativo-de-la-generaci%C3%B3n-de-la-expansi%C3%B3n-2019-2028.pdf>.
- CTN, C. T. (2019). *Operations Monthly Report*. San Salvador, San Salvador.
- Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (2013). *Solar Engineering of Thermal Processes*. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc.
- Eastman. (27 de Abril de 2020). *Heat transfer fluid calculators*. Obtenido de <https://calculators.therminol.com/?aliId=eyJpIjoiblllNWRWZDZrU1BoNTdpTyIsInQiOiJmRGxVSFNWZExrTXBLN2ZQT0dtakRRPT0ifQ%253D%253D>
- Fernandez I, & R. (23 de mayo de 2017). <https://ocw.unican.es/pluginfile.php/1160/course/section/1407/bloque-energia-IV.pdf>.
- Ganaderia, M. d. (Marzo de 2012). (B. N. Romero Paz, Productor) Recuperado el 28 de Abril de 2020, de <https://www.transparencia.gob.sv/institutions/mag/documents/149632/download>
- Kakac, s., & Liu, H. (2002). *Heat Exchangers Selection Rating And Thermal Design*. CRC Press,.
- LM, R. (21 de Octubre de 2016). *Mira Tu Mexico. Un vistazo al medio ambiente*. Recuperado el 20 de mayo de 2020, de <https://www.miratumexico.com/2016/10/planta-electrica-en-eu-combina-tres-fuentes-de-energia-limpia.html>
- MAVAINSA. (s.f.). http://www.mavainsa.com/pdfs/2_transferencia_calor.pdf.
- Moya, E. Z., Alonso, J. L., & Gutiérrez, L. V. (2009). *Energía Solar Térmica de Media Temperatura*. CIEMAT.

- NCYT, N. d. (20 de Diciembre de 2011). <https://noticiasdela-ciencia.com/art/3013/centrales-electricas-hibridas-una-via-mas-facil-para-la-transicion-hacia-la-implantacion-generalizada-de-la-energia-sola>.
- Parada, K. P. (19 de Diciembre de 2016). http://ri.ues.edu.sv/12732/1/Proyecto%20de%20Graduaci%C3%B3n%20Vaporizad%20tipo%20Kettle_Grupo10_19122016.pdf.
- Paredes Velasco, C. (Septiembre de 2012). *Universidad Politécnica de Madrid*. Obtenido de UPM web site: http://oa.upm.es/14011/1/PFC_CARMEN_PAREDES_VELASCO.pdf
- Petromercado*. (s.f.). Recuperado el 13 de Feb. de 2020, de <http://petromercado.com/blog/37-articulos/105-poder-calorifico-inferior-y-superior.html>
- Rivera, G. &. (2016). <https://revistas.ugca.edu.co/index.php/ugciencia/article/view/549/1070>.
- Romero, J. (24 de Septiembre de 2018). <https://avatarenergia.com/concentradores-solares-luminiscentes-lsc/>.
- Rosales Martinez, M. (30 de Enero de 2011). <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/70221/fichero/4+Análisis+de+las+Tecnolog%C3%ADas+Termosolares.pdf>. Recuperado el 07 de Mayo de 2020, de <http://bibing.us.es>
- SIGET, S. G. (2018). <https://www.siget.gob.sv/estadisticas>.
- VICOT. (21 de Abril de 2020). Obtenido de <http://www.vicot.com.cn/>
- VICOT. (25 de Abril de 2020). *Propuesta Técnica*. http://www.vicot.com.cn/english/a/PRODUCT/Solar_air_conditioning/2017/0331/10.htm
l. Obtenido de <http://www.vicot.com.cn>: <http://www.vicot.com.cn>
- Wikipedia. (13 de Nov de 2019). Recuperado el 12 de Feb de 2020, de Wikipedia: https://es.wikipedia.org/wiki/Petr%C3%83leo_Brent

11. Anexos

Anexo 1.0:

Cotización de equipos principales, proyecto termosolar (elaborada por VICOT)



Vicot Solar Technology Co.,Ltd.

Dezhou Economic Development Zone 253022, Dezhou, Shandong, P.R. China

Tel: 0086-0531-82355568

Fax: 0086-0531-82357911

Website: www.vicot.com.cn

E-mail: oyc@vicot.com.cn

Quotation

To: Mr. Joaquin Flores				Term of delivery: FOB Tianjin, China		
From: Ouyang Cheng				Quote#: ESJFSV20030301		
Project:				Date: March 3 2020		
No.	Description	Specification	Unit	Quantity	Unit price (USD)	Amount (USD)
1. solar parabolic trough collector						
1	Parabolic trough collector	Vaccum receiver, collector unit, axial assembly(3.9m2)	m2	655.2	72	47174.4
2	Foundation frame		set	168	72	12096
3	Driving assembly		set	4	1654	6616
4	Sun tracking panel		set	12	129	1548
5	Row end components	Valve, metal flexible hose, drain valve at row end	set	4	442	1768
	Subtotal					69202.4
2. Oil circuit						
6	Heat transfer oil	-30°C---300°C	Barrel	7	355	2485
7	High low slot	0.5m ³ -3000 BZ3	set	1	1275	1275
8	steam generator	Rated capacity 0.5t/h, rated pressure 1.0Mpa, and its safety valve pressure gauge etc.	set	1	4504	4504
9	oil pump assembly	DN50-12.5m ³ /h-34m-5.5kw	set	1	1678	1678
10	Air oil separator	DN65-65-40-YF- δ 57	pcs	1	166	166
11	Insulated strainer	DN65- φ 200-LQ- δ 75-180°	pcs	1	193	193
12	insulated globe valve	DN65-JF- φ 200, δ 70-TCXW	pcs	4	199	796
13	Insulated T connector	DN65- φ 200- δ 70	pcs	1	12	12
14	Insulated T connector	DN65-40-65- φ 220- φ 180	pcs	12	11	132
15	Insulated instrument	DN65- φ 200- δ 70	pcs	2	121	242

16	flow switch	DN65-φ 200-δ 70	set	1	120	120
17	Insulated elbow	DN40-φ 180-δ 70	pcs	12	24	288
18	Insulated elbow	DN65-φ 200-δ 70	pcs	24	35	840
19	insulated pipe	DN40-φ 180-δ 68-6000-DXTP	m	18	19	342
20	insulated pipe	DN65-φ 220-δ 72-6000-DXTP	m	180	29	5220
21	Motorized 3 way valve	DN65-MN-DF	pcs	1	801	801
22	Pipe connector	DN40-φ 180-300*615-0.4-DXTP	pcs	50	1	50
23	Aluminum silicate insulation	DN40-Φ45-δ 60, Aluminum silicate insulation-ρ =80kg/m ³	m	18	4	72
24	Pipe connector	DN65-φ 220-300*740-0.4-DXTP	pcs	130	1	130
25	Aluminum silicate insulation	DN65-Φ76-δ 60, Aluminum silicate insulation-ρ =80kg/m ³	m	44	5	220
26	Drain valve	DN20-PW-DN50-125-GD-DN20-H	pcs	3	33	99
27	miscellaneous	graphite gasket, flange, vibration isolator, expansion bolt, bracket etc. to be used in the installation of oil circuit.	lot	1	To be prepared by user	
	Sub total					19665

3. Control system

28	Central control panel	Solar central control panel (single oil pump 5.5KW)	set	1	2247	2247
29	UPS power bank	C3KS, for 4 sun tracking panel	set	1	1309	1309
30	Other electrical material	Cable tray, cable conduit, signal wire, cable, sensor and wiring terminal etc.	set	1	To be prepared by user	
	Sub total					3556
	FOB total					92423.40

Notes:

1. The above price includes solar collector and its accessoires, heat transfer oil circuit, steam generator, and control system, does not include water softener and steam pipe works.
2. The miscellaneous parts in oil circuit and control system to be prepared by user.
3. The oil pipe material might be adjusted according to the final boiler room position.
4. It does not include the foundation of collector and its accessories.
5. The buyer shall be responsible to get the power cable to the control panels.
6. The buyer shall be responsible to get the foundation ready for the solar collector and other equipment.
7. The above price is FOB Tianjin, freight and installation cost not included.
8. Vicot will offer buyer the training of installation, training course is free, the buyer is responsible for their own accomodation/traveling.
9. Vicot will send the engineer for commissioning upon request and at the account of buyer.

Anexo 2.0:

Modelos de CCP de la empresa Solitermgroup.

Modelo	PTC 1100
	<p>Collector Length 2.500 mm Aperture 1.100 mm Weight approx. 40 kg Concentration Factor C = 40 Temperature Range 100° ... 200°C Thermal Power 1 - 1.5 kW Tracking Precision: 0.1° Medium Water, Steam, Thermal Oil Tracking Type One Axis Reflector Coated Aluminium</p>
Modelo	PTC 1800
	<p>Collector Length 5.020 mm Aperture 1.800 mm Weight approx. 130 kg Concentration Factor C = 43 Temperature Range 100° ... 250°C Thermal Power 4.5 - 6 kW Tracking Precision: 0.1° Medium Water, Steam, Thermal Oil Tracking Type One Axis Reflector Coated Aluminium</p>
Modelo	PTC 3000
	<p>Collector Length 5.000 mm Aperture 3.000 mm Weight approx. 210 kg Concentration Factor C = 65 Temperature Range 100° ... 250°C Thermal Power 7.5 - 10 kW Tracking Precision: 0.1° Medium Water, Steam, Thermal Oil Tracking Type One Axis Reflector Coated Aluminium</p>
Modelo	PTC 4000
	<p>Collector Length 5.000 mm Aperture 4.000 mm Weight approx. 310 kg Concentration Factor C = 80 Temperature Range 100° ... 250°C Thermal Power 9 - 12.5 kW Tracking Precision: 0.1° Medium Water, Steam, Thermal Oil Tracking Type One Axis Reflector Coated Aluminium</p>

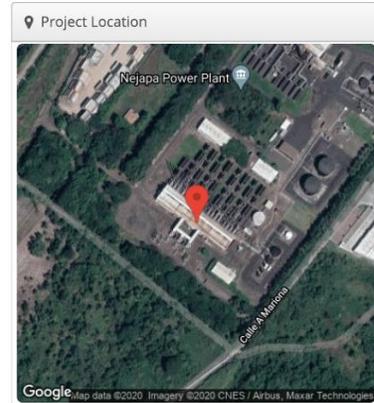
Anexo 3.0:

Resumen da la simulación del generador fotovoltaica en cubierta de 0.13MW_p, elaborada con la versión demostración del software HelioScope.

Propuesta A Nejapa Solar Power Plant, San Salvador

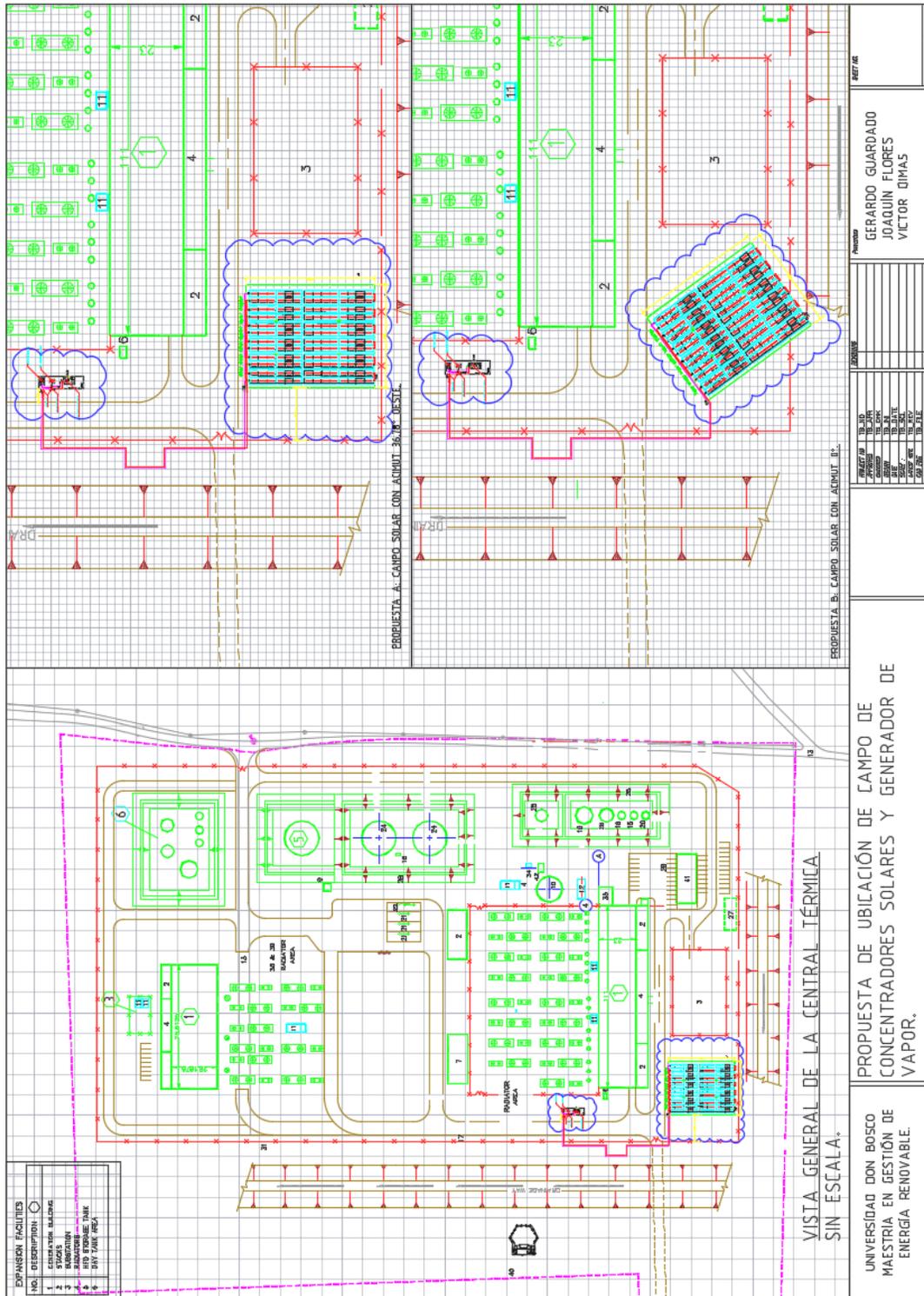
Report	
Project Name	Nejapa Solar Power Plant
Project Description	Planta Solar, Nejapa Power
Project Address	San Salvador
Prepared By	Alvaro Flamenco alvaroflamenco@gmail.com

System Metrics	
Design	Propuesta A
Module DC Nameplate	129.0 kW
Inverter AC Nameplate	144.4 kW Load Ratio: 0.89
Annual Production	207.4 MWh
Performance Ratio	80.7%
kWh/kWp	1,608.0
Weather Dataset	TMY, ILOPANGO/S.SALVADOR, SWERA (epw)
Simulator Version	eae3593e82-8f6fd7b066-902849e063-7ea40de859



Anexo 4.0:

Propuesta de ubicación del campo de concentradores y generador de vapor



Anexo 5.0:

Anexo 5.1 Resultados de flujo de caja, proyecto Termosolar 0.30 MW_{th} (Escenario 1)

Nombre del Proyecto:		Termosolar Central Termica Nejapa					
DATOS DE ENTRADA							
CAPEX			Capital			Otros	
CAPEX USD: Inversion Construccion	15,917	Proporcion de Capital	15.00%	Decaimiento	0		
CAPEX USD: Inversión	139,360	Proporcion de la Deuda	85.00%	Consumo Propio	0		
CAPEX USD: IDC Interés durante la Construcción	0	Costo de Capital de accionista	18.48%	Incremento anual de costos	2.00%		
Grant o Donación:USD	0	Deuda: Costo de la deuda Kd	6.00%	Cambio de aceite del sistema			
CAPEX USD:despues del Grant (si hay grant) IncIDC	155,277	Periodo de la deuda, años	20	Periodicidad (años)	4		
Ahorro	19,085.12	Periodo de Gracia, años	5	Costo (US\$)	2,485.00		
Galones	11,096.00	Impuestos					
Precio gal (US\$)	1.72	Impuestos corporativos	30.00%				
OPEX			Impuestos Municipales	0			
Costo de producción O&M (US\$)	1,895.83	Impuestos recurso (% Ingreso:	0				
Costo de administración y ventas, Seguros (US\$)	0.06	Excepción de Impuestos años	20				
Costos de sistema (US\$)	-	Costo promedio ponderado	5.75%				
OPEX (US\$)	7,763.83	de capital (WACC)					
FLUJOS DE EVALUACION							
Año	Flujo (US\$)	Utilidad (US\$)	Deuda (US\$)	Año	Flujo (US\$)	Utilidad (US\$)	Deuda (US\$)
0	(155,277)	-		16	16,225	8,462	35,196
1	16,524	8,760	131,985	17	18,863	11,099	26,397
2	16,664	8,900	131,985	18	19,016	11,253	17,598
3	16,804	9,040	131,985	19	19,171	11,407	8,799
4	14,461	6,697	131,985	20	16,841	9,077	0
5	17,088	9,324	131,985				
6	17,231	9,467	123,186				
7	17,375	9,611	114,387				
8	15,035	7,271	105,588				
9	17,666	9,902	96,789				
10	17,812	10,049	87,990				
11	17,960	10,196	79,191				
12	15,623	7,859	70,392				
13	18,258	10,494	61,593				
14	18,408	10,644	52,794				
15	18,559	10,795	43,995				
Flujo Proyecto:							
TIR:	8.96%	VAN:	\$44,502	Periodo de Recuperación (Años):	10		
Flujo Accionista:							
TIR:	41.01%	VAN:	\$19,646	Periodo de Recuperación (Años):	3		

Anexo 5.2 Resultados de flujo de caja, proyecto Fotovoltaico 0.13 MWe (Escenario 2)

Nombre del Proyecto:		Fotovoltaico Central Termica Nejapa		0.13MWp			
DATOS DE ENTRADA							
CAPEX		Capital		Otros			
CAPEX USD: Inversion Construccion	0	Proporcion de Capital	15.00%	Decaimiento	0.10%		
CAPEX USD: Inversión	156,000	Proporcion de la Deuda	85.00%	Consumo Propio	1.00%		
CAPEX USD: IDC Interés durante la Construcc	0	Costo de Capital de accionistas (Ke)	18.48%	Incremento anual de costos	2.00%		
Grant o Donación:USD	0	Deuda: Costo de la deuda Kd	6.00%	Inflación			
CAPEX USD:despues del Grant (si hay grant) I	156,000	Periodo de la deuda, años	20	Tarifa (MRS) (USD)	100		
		Periodo de Gracia, años	5	Escalacion tarifa	1.00%		
		Impuestos					
		Impuestos corporativos	30.00%				
		Impuestos Municipales	0				
		Impuestos recurso (% Ingresos)	0				
		Excepción de Impuestos años	20				
		Costo promedio ponderado de capital (WACC)	5.75%				
OPEX							
Costo de producción O&M (US\$)	2,340.00						
Costo de administración y ventas, Seguros	2.77						
Costos de sistema (US\$)	-						
OPEX (US\$)	7,800.00						
FLUJOS DE EVALUACION							
Año	Flujo (US\$)	Utilidad (US\$)	Deuda (US\$)	Año	Flujo (US\$)	Utilidad (US\$)	Deuda (US\$)
0	(156,000)	-					
1	19,509	11,709	132,600	16	21,698	13,898	35,360
2	19,651	11,851	132,600	17	21,848	14,048	26,520
3	19,793	11,993	132,600	18	21,998	14,198	17,680
4	19,936	12,136	132,600	19	22,149	14,349	8,840
5	20,080	12,280	132,600	20	22,301	14,501	0
6	20,224	12,424	123,760				
7	20,369	12,569	114,920				
8	20,515	12,715	106,080				
9	20,661	12,861	97,240				
10	20,807	13,007	88,400				
11	20,954	13,154	79,560				
12	21,102	13,302	70,720				
13	21,250	13,450	61,880				
14	21,399	13,599	53,040				
15	21,548	13,748	44,200				
Flujo Proyecto:							
TIR:	11.62%	VAN:	\$85,462	Periodo de Recuperación (Años):	8		
Flujo Accionista:							
TIR:	56.96%	VAN:	\$37,435	Periodo de Recuperación (Años):	2		

Anexo 4.3 Resultados de flujo de caja, proyecto Híbrido (Escenario 3)

Nombre del Proyecto:		Híbrido Central Termica Nejava					
DATOS DE ENTRADA							
CAPEX		Capital			Otros		
CAPEX USD: Inversión Construcción	15,917	Proporción de Capital	15.00%	Decaimiento	0.10%		
CAPEX USD: Inversión	295,360	Proporción de la Deuda	85.00%	Consumo Propio	1.00%		
CAPEX USD: IDC Interés durante la Construcción	0	Costo de Capital de accionistas (Ke)	18.48%	Incremento anual de costos	2.00%		
Grant o Donación:USD	0	Deuda: Costo de la deuda Kd	6.00%	Inflación		Cambio de aceite del sistema	
CAPEX USD:despues del Grant (si hay grant) InclID	311,277	Periodo de la deuda, años	20	Periodicidad (años)	4		
Ahorro Anual (US\$)	19,085.12	Periodo de Gracia, años	5	Costo (US\$)	2,485.00		
Galones	11096	Impuestos					
Precio gal (US\$)	1.72	Impuestos corporativos	30%				
OPEX		Impuestos Municipales	0				
Costo de producción O&M (US\$)	4,235.83	Impuestos recurso (% Ingresos)	0				
Costo de administración y ventas, Seguros (US\$)	2.82	Excepción de Impuestos años	20				
Costos de sistema (US\$)	-	Costo promedio ponderado de capital (WACC)	5.75%				
OPEX (US\$)	15,563.83						
FLUJOS DE EVALUACION							
Año	Flujo (US\$)	Utilidad (US\$)	Deuda (US\$)	Año	Flujo (US\$)	Utilidad (US\$)	Deuda (US\$)
0	(311,277)			16	38,141	22,577	70,556
1	36,033	20,469	264,585	17	40,946	25,382	52,917
2	36,327	20,763	264,585	18	41,267	25,703	35,278
3	36,623	21,059	264,585	19	41,590	26,026	17,639
4	34,435	18,872	264,585	20	39,429	23,866	(0)
5	37,220	21,656	264,585				
6	37,521	21,957	246,946				
7	37,824	22,260	229,307				
8	35,643	20,080	211,668				
9	38,435	22,871	194,029				
10	38,743	23,179	176,390				
11	39,052	23,489	158,751				
12	36,879	21,315	141,112				
13	39,677	24,113	123,473				
14	39,992	24,428	105,834				
15	40,308	24,744	88,195				
Flujo Proyecto:							
TIR:	10.35%	VAN:	\$131,229	Periodo de Recuperación (Años):	9		
Flujo Accionista:							
TIR:	49.33%	VAN:	\$57,419	Periodo de Recuperación (Años):	2		