

**UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE POSGRADO**



**PROPUESTA DE APROVECHAMIENTO DE LA ENERGÍA
SOLAR PARA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD Y
CALOR ÚTIL EN UNA PLANTA INDUSTRIAL DE
ENVASADO DE BEBIDAS**

PRESENTADO POR:

**ING. GERMÁN BALMORE ORTIZ MÁRMOL
ING. ROBERTO ALEJANDRO SÁENZ AVILÉS**

PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

MAESTRO EN ENERGÍAS RENOVABLES Y MEDIO AMBIENTE

CIUDAD UNIVERSITARIA, JULIO 2023

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR:

MSc. ROGER ARMANDO ARIAS ALVARADO

SECRETARIO GENERAL:

MSc. FRANCISCO ANTONIO ALARCÓN SANDOVAL

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

DECANO:

PhD. EDGAR ARMANDO PEÑA FIGUEROA

SECRETARIO:

ING. JULIO ALBERTO PORTILLO

ESCUELA DE POSGRADO

DIRECTOR:

MSc. MANUEL ROBERTO MONTEJO SANTOS

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE POSGRADO

Trabajo de Graduación previo a la opción al Grado de:

MAESTRO EN ENERGÍAS RENOVABLES Y MEDIO AMBIENTE

Título:

**PROPUESTA DE APROVECHAMIENTO DE LA ENERGÍA
SOLAR PARA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD Y
CALOR ÚTIL EN UNA PLANTA INDUSTRIAL DE
ENVASADO DE BEBIDAS**

Presentado por:

ING. GERMÁN BALMORE ORTIZ MÁRMOL

ING. ROBERTO ALEJANDRO SÁENZ AVILÉS

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor(a):

M.Sc. ÁLVARO RENÉ FLAMENCO RAMOS

SAN SALVADOR, JULIO 2023

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor:



M.Sc. ÁLVARO RENÉ FLAMENCO RAMOS



Agradecimientos

Agradezco primeramente a Dios por darme la fuerza y voluntad para completar mis estudios de maestría de forma satisfactoria a pesar de los obstáculos que se presentaron durante todo el proceso.

A mi familia por ser siempre un apoyo vital en todos mis logros, mis padres que siempre me guían, me apoyan y me motivan, y a mis hermanos que siempre creen en mí y me motivan a alcanzar mis metas.

A mi esposa Rocío, que me apoyo incondicionalmente y que siempre fue esa fuerza impulsora y entendimiento paciente que me ayudaron a finalizar mis estudios.

A las amistades que estuvieron apoyando desde el principio, que me daban palabras de aliento para continuar con mis esfuerzos.

A nuestro asesor M.Sc. Álvaro Flamenco, quién nos apoyó desde la primera materia, brindándonos su conocimiento con amabilidad, y quién fue una vital guía para el presente trabajo junto con M.Sc.

Agradezco a los docentes de MERMA, por haber compartido sus conocimientos y experiencias en las diferentes materias, logrando transmitirnos toda la enseñanza que estaba definida en el plan de estudios, en especial agradecimiento a M.Sc. Francisco Zetino y M.Sc. Héctor Ayala como jurado evaluador del presente trabajo.

Roberto Sáenz

Agradecimientos

Quiero agradecer primeramente a Dios por darme la perseverancia necesaria que me permite día a día mantenerme en la búsqueda de la superación.

A la memoria de mis amados padres Antonio Ortiz y Juana Mármol quienes desde el cielo por siempre guían mi camino.

A mi esposa María de los Ángeles, mis hijos Balmore y Francisco por ser cada día los impulsores de mi motivación y superación, a quienes dedico de manera especial la obtención de este logro.

A nuestro asesor de Tesis M.Sc. Álvaro Flamenco por guiarnos en el transcurso de la maestría; así como por su valioso aporte académico durante el desarrollo de nuestro proyecto de investigación.

A los M.Sc. Francisco Zetino y M.Sc. Héctor Ayala por su calidad técnica y académica mostrada tanto como maestros en el salón de clase como jurado evaluador en la defensa del presente trabajo de graduación.

A la Universidad de El Salvador que, a través de cada uno de los Maestros de MERMA, así como de un proceso integral de formación, me ha permitido continuar forjando mi vida profesional y seguir cultivando logros.

Por último y de manera muy especial a mi colega y compañero de tesis Ing. Roberto Sáenz por todo el tiempo y esfuerzo compartido en calidad de maestrantes, como por el profesionalismo y calidad humana aportada durante el desarrollo de nuestra tesis.

Balmore Ortiz

Contenido

1.	Generalidades del Estudio Realizado	21
1.1.	Justificación	21
2.	Objetivos.....	22
2.1.	General:.....	22
2.2.	Específicos:	22
3.	Antecedentes.....	23
3.1.	La Constancia y el Medio Ambiente	24
3.1.1.	Desarrollo de Proyectos de Energía Renovables en LC.....	24
1.	Proyecto de Planta de Tratamiento de Agua (Biological Treatment System, BTS).....	25
2.	Implementación de una Caldera de Biomasa	26
3.2.	Proceso de Producción en Planta Cerveza.....	28
3.3.	Proceso de Suministros	30
3.4.	Etapas del Proceso de Envasado	31
4.	Análisis del suministro y consumo de energético en LC.....	32
4.1.	Estructura del Suministro de Energía Eléctrica	32
4.2.	Análisis de la Demanda de Energía Eléctrica	35
4.3.	Caracterización del Suministro de Energía Térmica	41
4.3.1.	Análisis de la Demanda de Vapor en la Planta de Producción de Cerveza.....	42
4.4.	Análisis del Proceso de Pasteurización.....	44
4.5.	Cálculo de la Potencia Térmica Requerida por el Pasteurizador	45
5.	Desarrollo de la Propuesta Técnica	48
5.1.	Disponibilidad de Área en Cubierta de Techos	49
5.2.	Selección de Techos.....	52

5.3.	Radiación Solar en el Emplazamiento	53
5.4.	Evaluación de la Tecnología Propuesta	54
5.4.1.	Estimación de Área de Captación Solar	60
5.5.	Uso de la Tecnología FV	63
5.5.1.	Componentes de una Instalación Fotovoltaica	64
5.5.2.	Inversores DC/AC Para Conexión a Red	66
5.6.	Punto de interconexión para el sistema solar fotovoltaico.	67
5.6.1.	Características de la Caldera Eléctrica para ACS.....	68
6.	Resultados de la Simulación SFV	70
6.1.	Análisis de Resultados	72
7.	ANÁLISIS ECONÓMICO DE LAS PROPUESTAS.....	74
7.1.	Estimación de Costos.....	75
7.2.	Estimación del Ahorro Económico.....	78
7.2.1.	Propuesta con Sistema Fotovoltaico.....	78
7.2.2.	Propuesta con Sistema Termo-solar	79
7.2.3.	Propuesta Combinada.....	81
7.2.4.	Resumen de la inversión por Propuestas	81
7.3.	Reducción de Emisiones (RE) de CO ₂	82
7.3.1.	Reducción de Emisiones con Propuesta SFV.....	82
7.3.2.	Reducción de Emisiones con Propuesta SFV más Caldera Eléctrica.....	83
7.3.3.	Ahorro de Emisiones Propuesta con Solar Térmica.....	83
7.3.4.	Ahorro de Emisiones con la Propuesta Combinada	84
7.3.5.	Selección de Propuesta de Solución	86
7.4.	Marco Normativo y Estándares Aplicables al Estudio	87
8.	CONCLUSIONES.....	90

9. RECOMENDACIONES	92
10. BIBLIOGRAFÍA.....	94
Referencias	94
11. ANEXOS.....	96

Índice de figuras

FIGURA 1 VISTA AÉREA DE LAS INSTALACIONES DE LA ENVASADORA DE CERVEZA LC. (REF.: GOOGLE MAPS).	23
FIGURA 2 METAS DE SOSTENIBILIDAD 2025 AB-INBEV, PRESENTACIÓN DE GESTIÓN AMBIENTAL 2019 (REF.: LC)	24
FIGURA 3 ESQUEMA DEL PROCESO DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA PLANTA CERVEZA, PRESENTACIÓN DE GESTIÓN AMBIENTAL 2019, (CONSTANCIA, 2010)	25
FIGURA 4 PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA PLANTA CERVEZA, PRESENTACIÓN DE GESTIÓN AMBIENTAL 2019, (CONSTANCIA, 2010).	26
FIGURA 5 VISTA FRONTAL Y LATERAL DE CALDERA DE BIOMASA INSTALADA EN LC (REF.: L.SOLÉ ENGINEERING).	27
FIGURA 6 IMAGEN DE CALDERA DE BIOMASA INSTALADA EN LC.	28
FIGURA 7 PROCESO DE PRODUCCIÓN DE CERVEZA DE LC. (REF.: XX)	29
FIGURA 8 PROCESO DE SUMINISTROS EN PLANTA CERVEZA LC. (REF.: ELABORACIÓN PROPIA)	31
FIGURA 9 PROCESO DE ENVASADO DE CERVEZA EN PLANTA LA CONSTANCIA. (REF.: ELABORACIÓN PROPIA).	32
FIGURA 10 UBICACIÓN DE LAS ACOMETIDAS Y SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN Y MEDIDORES POR SECTOR AL INTERIOR DE LA PLANTA EN LC (REF.: ELABORACIÓN PROPIA)	33
FIGURA 11 REGISTRO MENSUAL DE CONSUMO EN KWH EN LA ACOMETIDA NORTE QUE CUBRE LA DEMANDA DEL ÁREA DE COCIMIENTO, CALDERAS, REFRIGERACIÓN, FILTRO, CAFETERÍA Y A PARTE DEL EDIFICIO ADMINISTRATIVO (REF.: ELABORACIÓN PROPIA).	37
FIGURA 12 REGISTRO MENSUAL DE CONSUMO EN KWH EN LA ACOMETIDA SUR QUE ALIMENTA AL SISTEMA DE TRATAMIENTO BIOLÓGICO, TODO EL SISTEMA DE EXTRACCIÓN DE AGUA A	

UTILIZAR EN LA PLANTA (POZOS PROPIOS), ENVASADO, SALA DE CO ₂ , LA DT, CD1, CENTRO DE MONITOREO (REF.: ELABORACIÓN PROPIA)	38
FIGURA 13 REGISTRO MENSUAL DE CONSUMO EN KWH EN LA ACOMETIDA ESTE QUE SUMINISTRA PARTE DE LA ENERGÍA EN EL EDIFICIO ADMINISTRATIVO (REF.: ELABORACIÓN PROPIA).....	38
FIGURA 14 REGISTRO MENSUAL DE MÁXIMA POTENCIA EN ACOMETIDA NORTE (REF.: ELABORACIÓN PROPIA).....	39
FIGURA 15 REGISTRO MENSUAL DE MÁXIMA POTENCIA EN ACOMETIDA SUR (REF.: ELABORACIÓN PROPIA).....	40
FIGURA 16 REGISTRO MENSUAL DE MÁXIMA POTENCIA EN ACOMETIDA ESTE (REF.: ELABORACIÓN PROPIA).....	40
FIGURA 17 VARIACIÓN TÍPICA DE LA PRODUCCIÓN EN UN PERIODO DE 24 HORAS, L2, (REF. ELABORACIÓN PROPIA).....	43
FIGURA 18 PRODUCCIÓN ESPECÍFICA DE LATAS POR KG DE VAPOR PARA USO EN L2, (REF.: ELABORACIÓN PROPIA).....	43
FIGURA 19 DISTRIBUCIÓN DE TEMPERATURAS AL INTERIOR DEL PASTEURIZADOR TIPO TÚNEL (FUENTE: LC).....	44
FIGURA 20 A) INTERCAMBIADOR DE CALOR DE TUBOS Y CORAZA Y B) IMAGEN TERMO GRÁFICA DE INTERCAMBIADOR (REF. LC)	46
FIGURA 21 ÁREAS IDENTIFICADAS CON POTENCIAL PARA MONTAJE DE TECNOLOGÍA PARA APROVECHAMIENTO DE LA RADIACIÓN SOLAR. EA: EDIFICIO ADMINISTRATIVO; EF: EDIFICIO SALA FILTRO; L2: EDIFICIO DE LÍNEA DOS DE PRODUCCIÓN; L3: EDIFICIO DE LÍNEA TRES DE PRODUCCIÓN; L4: EDIFICIO DE LÍNEA CUATRO DE PRODUCCIÓN; CD1: EDIFICIO DE PRODUCTO TERMINADO. REF.: ELABORACIÓN PROPIA.	50
FIGURA 22 IMAGEN PANORÁMICA DE TECHOS SELECCIONADOS CON POTENCIAL PARA EL APROVECHAMIENTO DE LA ENERGÍA SOLAR, REF.: ELABORACIÓN PROPIA.....	52
FIGURA 23 COMPARACIÓN DE CURVAS DE RENDIMIENTO TÉRMICO PARA VARIOS TIPOS DE CAPTADORES SOLARES RESPECTO A LA DIFERENCIA DE TEMPERATURA ENTRE LA SUPERFICIE DE ABSORCIÓN DEL CAPTADOR Y LA AMBIENTE. (LAUGHTON, 2010).	55
FIGURA 24 DESARROLLO DE CAPTADOR DE ALTA EFICIENCIA PARA OPERAR EN RANGOS ALTOS DE TEMPERATURA. REF.: TVP-SOLAR.	56

FIGURA 25 SISTEMA DE CONCENTRACIÓN SOLAR INSTALADO SOBRE CUBIERTA DE TECHO (REF.: INVENTIVE POWER).	56
FIGURA 26 REPRESENTACIÓN DE MÓDULO HÍBRIDO DE ABORA SOLAR. REF.: ABORA SOLAR	57
FIGURA 27 GRÁFICA DE EFICIENCIA DE CONVERSIÓN DE ENERGÍA DE RADIACIÓN SOLAR A TÉRMICA CONTRA LA DIFERENCIA DE TEMPERATURA PARA DIFERENTES TECNOLOGÍAS DE CAPTADORES SOLARES. REF.: ELABORACIÓN PROPIA CON DATOS DE FABRICANTES DE CAPTADORES.	60
FIGURA 28 ESQUEMA DE SISTEMA TERMO SOLAR PROPUESTO PARA CALENTAMIENTO DE AGUA ACOPLADO AL SISTEMA CONVENCIONAL EXISTENTE. REF.: ELABORACIÓN PROPIA.	63
FIGURA 29 ESQUEMA DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO PROPUESTO. E-HE-1: ES UN INTERCAMBIADOR DE CALOR EXISTENTE QUE FUNCIONA CON VAPOR DE AGUA; E-HE-2: INTERCAMBIADOR DE CALOR ELÉCTRICO. REF.: ELABORACIÓN PROPIA.	64
FIGURA 30 TECNOLOGÍAS DE MÓDULOS PV DISPONIBLES EN EL MERCADO: 1) POLI CRISTALINO (CONVENCIONAL); 2) MONO PERC DE CÉLULA PARTIDA; 3) SHINGLED MONO PERC Y 4) MONO PERC HALF CELL MBB M10 O M12.....	65
FIGURA 31 CURVA DE EFICIENCIA Y DIAGRAMA EN BLOQUES DEL INVERSOR SUN2000 60 KTL. (REF. HUAWAI, 2023).....	67
FIGURA 32 EJEMPLO DE CALENTADOR ELÉCTRICO PARA CALENTAMIENTO EN LÍNEA DE AGUA CALIENTE. EQUIPO FABRICADO POR LA EMPRESA WATTCO, (WATTCO, 2022).	69
FIGURA 33 DISTRIBUCIÓN DE MÓDULOS FV SOBRE CUBIERTA DE TECHOS SEGÚN ÁREAS DISPONIBLES. (REF. ELABORACIÓN PROPIA MEDIANTE HELIOSCOPE, 2022).....	70
FIGURA 34 GRÁFICO COMPARATIVO ENTRE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA DE LA PLANTA FV (COLUMNAS COLOR NARANJA) Y LA DEMANDA ELÉCTRICA DE LA CALDERA PARA PRODUCCIÓN DE AGUA CALIENTE (BARRAS COLOR GRIS), (REF. ELABORACIÓN PROPIA CON DATOS DE SIMULACIÓN EN HELIOSCOPE).	72

Índice de tablas

TABLA 1 DATOS TÉCNICOS DE CALDERA DE BIOMASA.....	27
TABLA 2 REGISTRO MENSUAL DE CAESS DEL CONSUMO EN KWH Y POTENCIA MÁXIMA EN KW POR SECTOR DE SUMINISTRO DURANTE EL AÑO 2019, (REF.: ELABORACIÓN PROPIA).....	35

TABLA 3 REGISTRO DE MEDICIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR SECTORES DURANTE EL AÑO 2019, (REF.: ELABORACIÓN PROPIA).....	36
TABLA 4 CARACTERÍSTICAS DE LAS CALDERAS PARA PRODUCCIÓN DE VAPOR (FUENTE: LC)....	41
TABLA 5 PARÁMETROS OPERATIVOS MEDIDOS EN LOS EQUIPOS HE DE PASTEURIZADORES TIPO TÚNEL (ELABORACIÓN PROPIA).....	46
TABLA 6 ESTIMACIÓN DE ÁREA DISPONIBLE (EN PORCENTAJE) SOBRE TECHOS SEGÚN IMAGEN EN FIGURA 21 Y ORIENTACIÓN RESPECTIVAS EN CADA TECHO, (REF.: ELABORACIÓN PROPIA).	50
TABLA 7 MATRIZ DE EVALUACIÓN DE CUBIERTAS DE TECHO, REF.: ELABORACIÓN PROPIA.	53
TABLA 8 RADIACIÓN SOLAR EN LC, NREL 2021	53
TABLA 9 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE CAPTADORES SOLARES PARA ACS. REF.: ELABORACIÓN PROPIA CON DATOS DE LOS FABRICANTES.	59
TABLA 10 TABLA DE RESULTADOS DE CONVERSIÓN DE ENERGÍA SEGÚN MÉTODO F-CHART (DUFFIE & BECKMAN, 2013) PARA UN CAPTADOR MT-POWER. REF.: ELABORACIÓN PROPIA.	61
TABLA 11 RESUMEN DEL CÁLCULO DEL ÁREA MÍNIMA DE CAPTACIÓN Y FACTOR DE COBERTURA SOLAR PARA DIFERENTES TIPOS DE CAPTADORES SOLARES. REF.: ELABORACIÓN PROPIA. ...	62
TABLA 12 TABLA COMPARATIVA DE LAS DIFERENTES TECNOLOGÍAS DE MÓDULO PV EN EL MERCADO. REF.: ELABORACIÓN PROPIA.....	65
TABLA 13 RESUMEN DE PARÁMETRO DEL SISTEMA FV INSTALADA (REF. ELABORACIÓN PROPIA MEDIANTE SOFTWARE HELIOSCOPE).	71
TABLA 14 TABLA RESUMEN POR CADA SUBSISTEMA INSTALADO EN TECHO DE LC, (REF. ELABORACIÓN PROPIA MEDIANTE SOFTWARE HELIOSCOPE).	71
TABLA 15 ESTIMACIÓN DE PRECIOS CORRESPONDIENTE A LA INGENIERÍA, SUMINISTRO, INSTALACIÓN DE MATERIALES Y EQUIPOS, PUESTA EN MARCHA PARA PLANTA SFV SOBRE TECHO EN ILC. (REF.: ELABORACIÓN PROPIA).	75
TABLA 16 DETALLE DE COSTOS DE SUMINISTRO, INSTALACIÓN Y MONTAJE DE CALDERA PARA AHC. REF. COTIZACIÓN WATTCO, USA 2022	77
TABLA 17 ESTIMACIÓN DE COSTO DE MATERIALES Y MANO DE OBRA, SISTEMA PARA ACS CON CAPTADORES PLANOS DE ALTO VACÍO (MT-POWER DEL FABRICANTE TVP SOLAR. (REF.: ELABORACIÓN PROPIA).....	77

TABLA 18 RESUMEN DE INVERSIÓN INICIAL E INGRESOS ANUALES ESTIMADOS POR PROPUESTA, REF.: ELABORACIÓN PROPIA.	82
TABLA 19 TABLA COMPARATIVA DEL PORCENTAJE DEL AHORRO EN EMISIONES DE CO2 SEGÚN LA TECNOLOGÍA EMPLEADA RESPECTO AL CONSUMO REGISTRADO EN LOS SECTORES NORTE Y ESTE BAJO ANÁLISIS, REF.: ELABORACIÓN PROPIA.....	85
TABLA 20 TABLA COMPARATIVA CON EL RESULTADO DE LOS INDICADORES PRINCIPALES, REF.: ELABORACIÓN PROPIA.	86

DEFINICIONES

Acometida de servicio eléctrico: Conjunto de conductores y accesorios utilizados para transportar la energía eléctrica desde la red de distribución, hasta el punto de recibo de las instalaciones eléctricas del usuario, las cuales pueden ser aéreas o subterráneas.

Baja tensión: Nivel de tensión menor o igual a seiscientos (600) voltios.

Biomasa: Fuente de energía de materia orgánica no fosilizada, de origen vegetal o animal, producida durante un proceso biológico, espontáneo o provocado la cual puede usarse directamente como combustible.

Biogás: Es la misma fuente que la biomasa, pero se diferencia en que la materia orgánica se convierte en otro energético (comúnmente gas metano) para ser utilizado como fuente de energía.

BTS (*Biological Treatment System*): Es el sistema de tratamiento de agua residuales que garantiza efluentes con niveles bajo de contaminación.

Caldera de vapor: Aparato a presión en donde el calor procedente de cualquier fuente de energía se transforma en utilizable, en forma de calorías, a través de un medio de transporte, en este caso vapor de agua.

CFE: Comisión Federal de Electricidad.

CNE: Consejo Nacional de Energía es una institución estatal de carácter autónomo, rectora y normadora de la política energética nacional.

Célula solar o fotovoltaica: Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.

DBO: Demanda Bioquímica de Oxígeno, es un parámetro que mide la cantidad de oxígeno consumido al degradar la materia orgánica de una muestra líquida. Es la materia susceptible de ser consumida u oxidada por medios biológicos que contiene una muestra líquida, disuelta o en suspensión. Se utiliza para medir propiamente el grado de contaminación; normalmente se mide

transcurridos cinco días de reacción (DBO5) y se expresa en miligramos de oxígeno diatómico por litro (mg O₂/l).

DQO: Demanda Química de Oxígeno, es un parámetro que mide la cantidad de sustancias susceptibles de ser oxidadas por medios químicos que hay disueltas o en suspensión en una muestra líquida. Se utiliza para medir el grado de contaminación y se expresa en miligramos de oxígeno diatómico por litro (mg O₂/l).

Elementos de sombreado: módulos fotovoltaicos que protegen a la construcción arquitectónica de la sobrecarga térmica causada por los rayos solares, proporcionando sombras en el tejado o en la fachada de este.

Eólico: Proviene de la energía cinética del viento.

Energía Renovable: Energía que se obtiene por medio del aprovechamiento de los recursos inagotables de la naturaleza.

Equipo de medición de las instalaciones: Medidor de energía, transformadores de potencial y corriente, etc., utilizados conjuntamente para la medición y registro de la energía y potencia requerida por un servicio eléctrico de un usuario final.

Fuente de corriente: Sistema de funcionamiento del inversor, mediante el cual se produce una inyección de corriente alterna a la red de distribución de la compañía eléctrica.

Funcionamiento en modo isla: Cuando el inversor sigue funcionando e inyectando energía a la red aun cuando en ésta no hay tensión.

Geotérmico: utiliza el calor existente bajo la superficie terrestre, el cual puede ser transferido mediante convección, conducción y/o radiación.

Generador de vapor: Conjunto formado por una caldera y sus equipos complementarios, destinados a transformar el agua del estado líquido al estado gaseoso a temperaturas y presiones diferentes a la presión atmosférica.

HelioScope: Software que consiste en una plataforma de simulación para desarrollar sistemas para proyectos fotovoltaicos.

IEEE: (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*) el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos, asociación técnico-profesional mundial dedicada a la estandarización, entre otras cosas. Es la mayor asociación internacional sin fines de lucro formada por profesionales de las nuevas tecnologías, como ingenieros en eléctricos, ingenieros en electrónica, ingenieros en sistemas e ingenieros en telecomunicación.

Irradiancia: Magnitud que mide la radiación solar que llega a la Tierra; mide la potencia por unidad de superficie que alcanza a la Tierra. Su unidad es el W/m^2 .

Irradiación solar: Energía incidente por unidad de superficie sobre un plano dado, obtenida por integración de la irradiancia durante un intervalo de tiempo dado, normalmente una hora o un día. Se mide en kWh/m^2 .

Instalación solar fotovoltaica: Aquella que dispone de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica, sin ningún paso intermedio.

Interruptor: Dispositivo de seguridad y maniobra en sistemas eléctricos.

Índice de producción final Yf: Cantidad de kWh a la salida de un generador fotovoltaico por kWp en módulos fotovoltaicos en un año en una determinada área geográfica.

IRENA: International Renewable Energy Agency. Organización intergubernamental que apoya a los países en su transición hacia un futuro energético sostenible.

LC: La Constancia LTDA de CV (antes Industrias La Constancia).

Media tensión: Nivel de tensión superior a seiscientos (600) voltios y menor que ciento quince (115) kilovoltios.

MTPS: Ministerio de Trabajo y Previsión Social

Módulo o panel fotovoltaico: Conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

Pérdidas por inclinación: Cantidad de irradiación solar no aprovechada por el sistema generador a consecuencia de no tener la inclinación Óptima.

Pérdidas por orientación: Cantidad de irradiación solar no aprovechada por el sistema generador a consecuencia de no tener la orientación Óptima.

Pérdidas por sombras: Cantidad de irradiación solar no aprovechada por el sistema generador a consecuencia de la existencia de sombras sobre el mismo en algún momento del día.

Potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal: Suma de la potencia nominal de los inversores (la especificada por el fabricante) que intervienen en las tres fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento.

Potencia nominal del generador: Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.

Potencial hidroeléctrico: Aquel cuya energía se obtiene del aprovechamiento de las energías cinéticas y potencial existentes en los recursos hídricos de la corriente de los ríos, saltos de agua o mareas de los océanos.

PFV: Proyecto Fotovoltaico

Punta: Período diario de las 18:00 a 22:59 horas que comprende las horas de mayor demanda de electricidad, en el cual el costo de la energía es mayor debido a que los generadores térmicos tienen que funcionar de manera ininterrumpida.

Radiación solar: Energía procedente del sol en forma de ondas electromagnéticas.

Radiación Solar Global media diaria anual: Energía procedente del sol que llega a una determinada superficie (global), tomando el valor anual como suma de valores medios diarios.

Rama fotovoltaica: Subconjunto de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.

Resto: Período diario de las 05:00 a 17:59 horas en el cual no hay ni máximos ni mínimos generalizados en la demanda de electricidad en un sistema eléctrico.

Red de distribución: Es el conjunto integrado de equipos de transporte de energía eléctrica en media o baja tensión.

Sistema de medición: Grupo de equipos (medidores de energía eléctrica, transformadores de potencial y corriente, cableado de la medición, etc.) utilizados conjuntamente para la medición y registro de la energía y potencia transferida a través de la interconexión.

Energía solar: Es la obtenida mediante la captación de la radiación o el calor emitido por el Sol.

TÜV: *TÜV Rheinland*, laboratorio de certificación de equipos y materiales para aplicaciones fotovoltaicas entre otros.

UL (*Underwriters Laboratories*), laboratorio de certificación de equipos, dispositivos y materiales eléctricos entre otros.

UT: Unidad de Transacciones S.A de C.V. Administradora del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica en El Salvador.

UPR: Usuario Final Productor Renovable, usuario final que instala una unidad de producción de energía eléctrica basada en una fuente renovable con el único objeto de abastecer su demanda interna, y que, bajo una condición temporal y excepcional, por un período corto de tiempo podría inyectar excedentes de energía a la red de distribución eléctrica sin fines comerciales.

Valle: En terminología eléctrica, se considera al periodo diario de menor consumo energético en un sistema eléctrico. Coincide con las horas de madrugada (de las 23:00 a 04:59 horas) en las cuales se reduce la actividad que demanda energía eléctrica.

VPO (*Voyage Plant Optimization*): es el sistema de gestión que rige la metodología de trabajo de las plantas de AB-Inbev, el cual incorpora 7 pilares: Gente, Seguridad, Logística, Mantenimiento, Medio Ambiente, Calidad y Gestión.

RESUMEN

El presente trabajo consiste en un estudio sobre la utilización del potencial energético del recurso solar basado en el desarrollo de la tecnología para producción de energía secundaria como energía eléctrica y energía térmica específicamente en una planta industrial de envasado de bebidas.

El estudio ha sido elaborado tomando en cuenta aspectos como la documentación disponible acerca de la tecnología actual; la observación de las condiciones del área objeto de estudio en un período definido y constante; entrevistas a personas con experiencia en el tema fotovoltaico; toma de mediciones y recopilación de datos en el campo de estudio, utilización de software en el rubro; investigación sobre el desarrollo de proyectos fotovoltaicos y de generación termo solar en nuestro país y bibliografía en general en torno al tema del estudio.

El marco referencial se ha construido de eventos y proyectos importantes que reflejan el desarrollo de la tecnología solar fotovoltaica y solar térmica en El Salvador y Centro América los cuales ayudan a la comprensión sobre el tema de estudio. Se realiza una descripción sobre el proceso productivo en la planta industrial donde se realiza el estudio enfocándose en el uso de energía eléctrica y de vapor, así como los proyectos de desarrollo sostenible realizados con anterioridad y la importancia del uso de recurso renovable como objetivo de sostenibilidad, para luego empezar el análisis primero en forma documental, y luego en forma práctica, sobre el tema central.

Con esto se ha logrado evaluar diferentes alternativas de uso de la energía solar y su respectiva clasificación acorde a lineamientos financieros, energéticos y medio ambientales, realizando una determinación clara de la opción que mejor se adapta a las necesidades de la empresa y a los objetivos de sostenibilidad propuestos por la misma.

INTRODUCCIÓN

Actualmente la industria en El Salvador representa un impulsor muy importante el cual determina, en buena medida, el desarrollo y crecimiento económico del país. Entre algunas cifras que reflejan la importancia de este sector se tiene que las exportaciones representan el 95% de los ingresos, generan el 23% de empleos formales e informales; produce el 16.1% del PIB de El Salvador representando el 18% de los ingresos tributarios.

La importancia de este rubro para la sociedad salvadoreña es una de las muchas razones de peso para descubrir y estudiar potenciales oportunidades empleando, por ejemplo, energías renovables, llevando a la práctica la implementación de mejoras en procesos de producción en los cuales, más allá de representar beneficios al sector y a la sociedad, representen un beneficio al medio ambiente mediante la reducción de la cantidad de emisiones que se dejan de enviar a la atmósfera, así como ser una forma de industria verde.

El presente trabajo de investigación tiene como propósito presentar los principales resultados de un análisis técnico y económico de una propuesta de proyecto de implantación de la energía solar para producción de calor útil para proceso y energía eléctrica mediante tecnología apropiada, para satisfacer parcialmente la demanda de energía del proceso productivo de la envasadora de bebidas objeto de estudio.

Se ha evaluado ambas tecnologías, solar fotovoltaica y solar térmica dado su estado de madurez de desarrollo y competitividad de precios alcanzado los últimos años, además de la inherente reducción considerable en los montos de inversión para implementación de nuevos proyectos. Lo resultados obtenidos son los que se detallan a continuación.

1. Generalidades del Estudio Realizado

1.1. Justificación

En la región de América Central, específicamente en El Salvador, en muchas épocas del año la radiación solar alcanza los 5.3 kWh/m²/día, siendo este un valor alto si se compara con la radiación en otras regiones del planeta como Alemania o Tokio (3.3 kWh/m²/día), es decir, en El Salvador el recurso solar tiene un enorme potencial energético, el cual aún está en una etapa muy reciente de utilización si se contrasta con el nivel de aprovechamiento en esos mismos países, a diferencia de otras energías, como lo es la energía geotérmica.

Por otra parte, el calor es un elemento esencial en diversos procesos de la industria mundial, en muchos de los procesos industriales se requieren fluidos calientes (aire, agua o vapor), con temperaturas que comprenden desde los 30° hasta más de 400°C; habitualmente ese calor se obtiene a través de la quema de combustibles fósiles o a través de la electricidad que proviene de una fuente similar. No obstante, debido al reciente desarrollo tecnológico, es posible obtener actualmente ese calor por medio de sistemas solares térmicos, con el consiguiente beneficio en aspectos como el económico y ambiental, siendo evidente que la energía solar térmica es capaz de proveer una amplia gama de temperaturas, por ejemplo, en aplicaciones que requieren calor a bajas temperaturas (hasta 100°C) es posible instalar colectores solares planos o de tubo de vacío sobre una superficie o incluso aprovechando los techos o tejados de las naves industriales habitualmente sin uso. Para aplicaciones con altas temperaturas, por encima de 150°C, es posible optar por tecnologías de concentración de rayos solares capaces de proporcionar temperaturas elevadas que, aunque si bien son rentables, su desarrollo es notoriamente más complejo.

Hoy en día en El Salvador se busca satisfacer las necesidades energéticas actuales y futuras la industria procurando el balance energético eficiente y sostenible. En este sentido se trata de aprovechar las condiciones favorables, tanto de ubicación geográfica como las relativas al desarrollo en tecnología solar fotovoltaica y solar térmica; las coyunturales en el marco regulatorio energético respecto a la transformación de la matriz energética; además las condiciones propiciadas por las políticas ambientales de la empresa objeto de estudio las cuales incentivan el desarrollo de proyectos de energías renovables que contribuyan a minimizar el impacto del desarrollo de la industria en el medio ambiente.

Tomando como base las condiciones antes expuestas, se pretende realizar un estudio que sirva de insumo para un proyecto energético de implementación de las tecnologías solares (fotovoltaica y térmica) en el proceso productivo según y así satisfacer parte de la demanda de energía eléctrica y/o térmica utilizada en los procesos de producción.

Por último, de igual importancia es la cuantificación de las emisiones de CO₂ equivalentes evitadas por la implementación del proyecto, lo cual representa un gran aporte a favor del medio ambiente.

2. Objetivos

2.1.General:

Evaluar el impacto en la reducción costos operativos y reducción de emisiones de GEI por la implementación de la tecnología de aprovechamiento de la energía solar más apropiada en una industria de bebidas envasadas.

2.2.Específicos:

- Análisis de la infraestructura existente y espacios disponibles para la implementación de la tecnología de aprovechamiento solar en la planta industrial objeto del estudio.
- Caracterizar las diferentes demandas de energía a fin de identificar oportunidades de mejora donde se pueda implementar la utilización del recurso solar.
- Selección de la tecnología solar más apropiada (fotovoltaica, termo solar o híbrida) según demanda de energía de la planta industrial.
- Elaboración de una presupuesta de inversión para la implementación del proyecto de aprovechamiento de la energía solar.

3. Antecedentes

La Constancia (LC) nació en 1906, en el barrio Santa Cruz, de Santa Ana, al occidente de San Salvador, como una empresa familiar Meza Ayau, siendo la primera empresa dedicada a la producción de cerveza en El Salvador: "Rafael Meza Ayáu y Compañía". La empresa inició con cuatro marcas de cerveza: Perro, Abeja, Extracto de Malta y Pilsener.

En 1928, LC instala en San Salvador una nueva planta con sofisticada maquinaria para la producción de cerveza. Entre 1970 y 1980, La Constancia, S. A. incorpora procesos de modernización en las áreas de producción y comercialización. Así mismo, trasciende las fronteras con su presencia en Estados Unidos, donde sigue presente. Algunos detalles de esa modernización son: reingeniería con nuevas salas de cocimiento que duplican la capacidad de producción, moderna planta de embotellado, tecnología de punta en el envasado del producto, nuevos equipos de filtración y tanques de fermentación, modernas unidades de distribución y sistemas de información con avanzada tecnología. En la Figura 1 se muestra una vista panorámica de la planta de producción de ILC en San Salvador.



Figura 1 Vista aérea de las instalaciones de la envasadora de cerveza LC. (Ref.: Google Maps).

En 1990, la empresa se abre a otra importante fase de avances tecnológicos, permitiendo que se incorpore innovadora tecnología en la Sala de Cocimiento, Fermentación, Filtración y Embotellados.

LC consta de tres plantas dentro del país, Planta CSD Nixapa (en donde se envasa bebidas carbonatadas e isotónicos de *The Coca-Cola Company*), Planta Agua y Jugos (en donde se envasa agua en diferentes presentaciones y jugos Del Valle) y Planta Cerveza (en donde se envasa bebidas a base de malta). Esta última Planta es el objeto de estudio, en donde la producción de bebidas en 2019 reporto un total de 1,390,000.0 hectolitros (hl) de cerveza envasados.

3.1.La Constancia y el Medio Ambiente

La Constancia, como parte de AB-Inbev, se une al sueño de ser una referencia global con las mejores prácticas y cumplimientos ambientales, uniendo a las personas para un mundo mejor, por lo que proyectos de implementación de energías renovables van en la línea de gestión de la planta.

LC cuenta con un pilar de Gestión Ambiental dentro del Sistema de Gestión “*Voyager Plant Optimization*” o VPO por sus siglas en inglés, el cual tiene cuatro metas de sostenibilidad para 2025: acción climática, economía circular, gestión del agua y agricultura sostenible, cuyo detalle se muestra en la Figura 2.



Figura 2 Metas de Sostenibilidad 2025 AB-InBev, presentación de Gestión Ambiental 2019 (Ref.: LC)

3.1.1. Desarrollo de Proyectos de Energía Renovables en LC

Actualmente la Planta Cerveza tienen dos grandes proyectos de energías renovables:

Físicamente la acumulación de biogás se hace en recintos de concretos cubiertos con una membrana geotextil tal cual se muestra en la Figura 4.



Figura 4 Planta de tratamiento de agua Planta Cerveza, presentación de Gestión Ambiental 2019, (Constancia, 2010).

El biogás producido se utiliza como combustible en las calderas para generar vapor que sirve en procesos como pasteurización de la cerveza, cocción de ingredientes para la cerveza, esterilización y sanitización de equipos, etc. Con el uso de biogás se reduce el consumo de FuelOil#6 (HFO#6) en un 10% anual (Constancia, 2010). En materia eléctrica, los ahorros se han hecho tangibles al pasar de consumir 21.9 kW de energía por cada 100 litros de cerveza a 9.83 kW por la misma cantidad de producto (Constancia, 2010).

2. Implementación de una Caldera de Biomasa

Con el objetivo de reducir el consumo de combustible fósil en sus procesos de producción, LC adquirió una caldera biomasa en 2014 (Figura 5) elaborada por *L.Solé ENGINEERING*, cuyas características técnicas son detalladas en la Tabla 1.



Figura 6 Imagen de caldera de biomasa instalada en LC.

3.2. Proceso de Producción en Planta Cerveza

En esta sección se presenta de forma secuencial las etapas más importantes de las cuales consiste el proceso de producción en la Planta Cerveza de LC, mismas que se ilustran en el diagrama de la Figura 7, así como también los consumos energéticos asociados al proceso siendo estos la electricidad y calor, principalmente.

El proceso de producción consta de seis etapas listadas a continuación:

Etapas del proceso de Producción

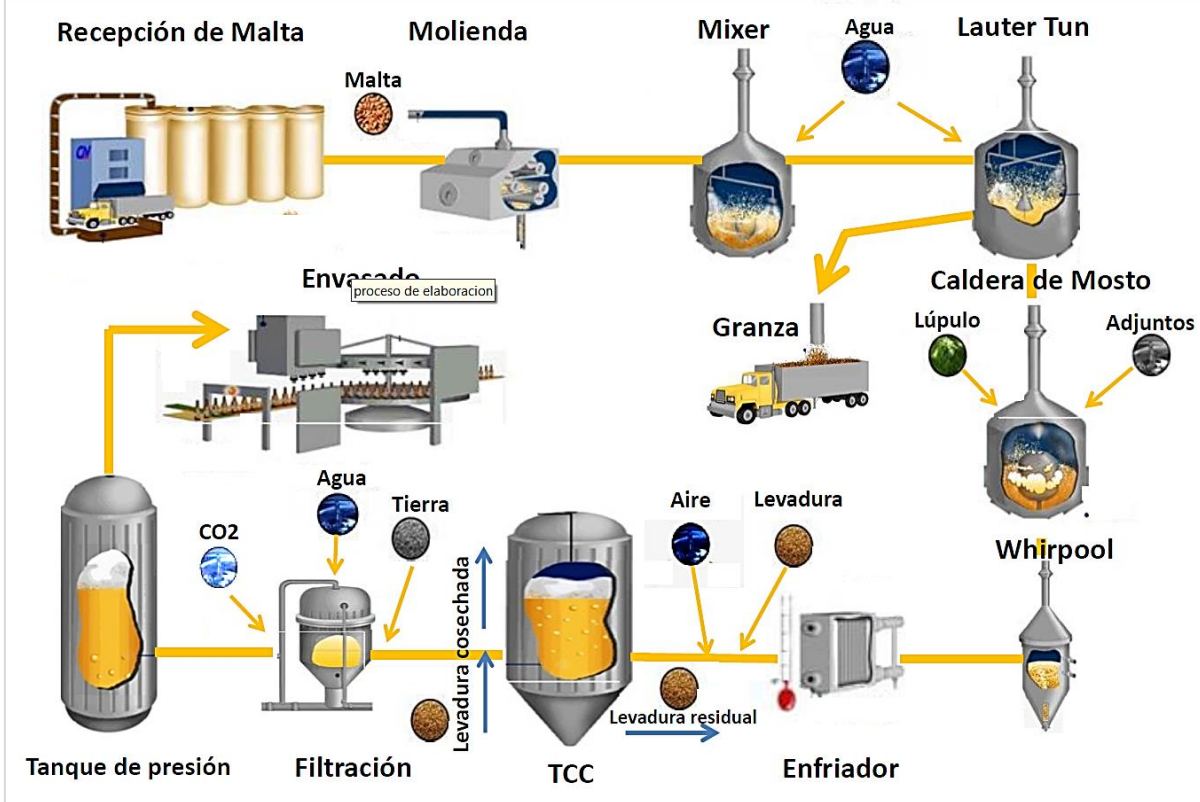


Figura 7 Proceso de producción de cerveza de LC. (Ref.: XX)

- Recepción de la materia prima ([malta](#)): durante la cual se realizan diversos análisis para garantizar la calidad adecuada de la misma.
- Proceso de molienda de la malta: aquí se rompe la cáscara exterior y se separa del [endospermo](#) para mejorar la degradación enzimática y con ello optimizar la maceración y clarificación a base de crear los tamaños ideales en los materiales usados.
- Proceso de mezclado “mixer” de la malta: convierte su almidón en azúcares fermentables por medio de la acción enzimática.
- Proceso de filtrado “lauter” o colado de la malta: permite sostener los materiales insolubles (principalmente las cáscaras de la malta) para filtrar el mosto.

- Proceso de cocción: en caldera de mosto se realiza el cocimiento de la cerveza, lo que permite la evaporación del agua, a eliminación de algunas sustancias volátiles, la esterilización del mosto, la “destrucción” de las enzimas (desnaturalización), la formación del “break”: coágulos precipitados de proteínas y taninos, la extracción de los componentes solubles del lúpulo, disminución de pH y aumento del color.
- Tanques cilindros cónicos TCC: aquí es donde se realiza el proceso de fermentación, el cual generara productos como el alcohol etílico y el CO₂.
- Envasado y pasteurizado del producto: aquí es donde el producto (cerveza) es envasada y posteriormente sometida a un proceso de calentamiento y posterior enfriamiento, todo en un proceso continuo, para lograr que se preserve por un largo periodo de tiempo.

Como puede ser apreciado en la Figura 7 y dada la tasa de producción anual de cerveza, todas las etapas consumen una gran cantidad de energía ya sea térmica (proveniente principalmente del vapor de agua) o eléctrica, siendo las áreas de Envasado, Cocimiento y Suministros las de mayor interés.

En la industria de la producción de cerveza existen indicadores de eficiencia en el proceso de producción, entre los cuales, a nivel energético, se tienen el número de latas por hora por tonelada de vapor o número de latas producidas por kWh_e y las toneladas de vapor consumidas por Hectolitro envasado, todo dentro del área de producción y el seguimiento de dichos indicadores ayudan a determinar qué tan eficiente, energéticamente hablando, es el proceso de producción, así como seguir lineamientos establecidos a nivel global por AB-Inbev.

3.3. Proceso de Suministros

De acuerdo con la etapa de producción, ésta requerirá de insumos para el proceso de calentamiento y/o enfriamiento, empleado energía eléctrica, agua, aire, CO₂ y otros, según se muestra en la Figura 8.

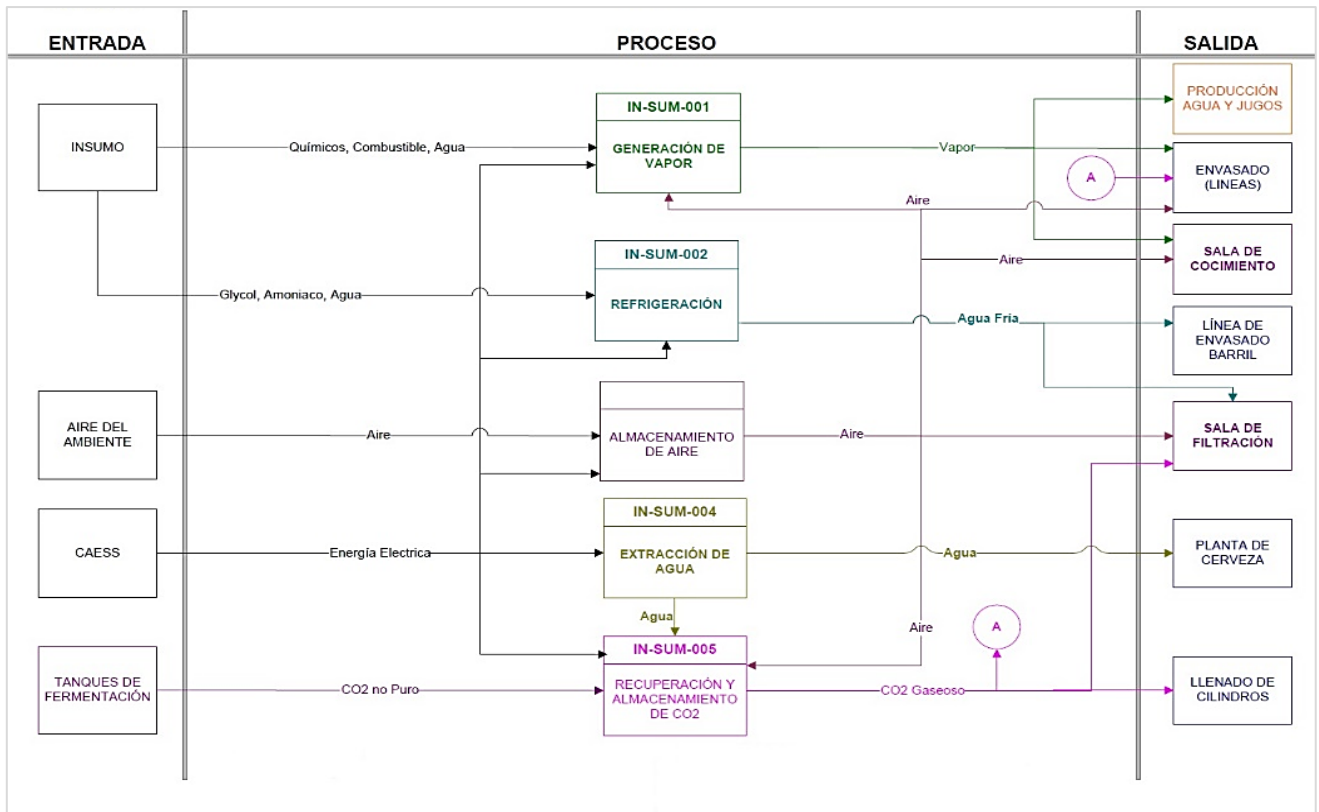


Figura 8 Proceso de suministros en Planta Cerveza LC. (Ref.: Elaboración propia)

3.4. Etapas del Proceso de Envasado

El envasado es la etapa final del proceso de producción de cerveza, el cual puede ser en envase de vidrio, lata de aluminio y barril, todo según la línea de producción respectiva. Según el esquema de la Figura 9, en LC existen cuatro líneas de producción (IN-ENC-001 a la 004) de envasado que requieren energía eléctrica y térmica, siendo esta última la empleada en las máquinas pasteurizadoras y lavadoras de botellas de cada línea de producción de la Planta Cerveza.

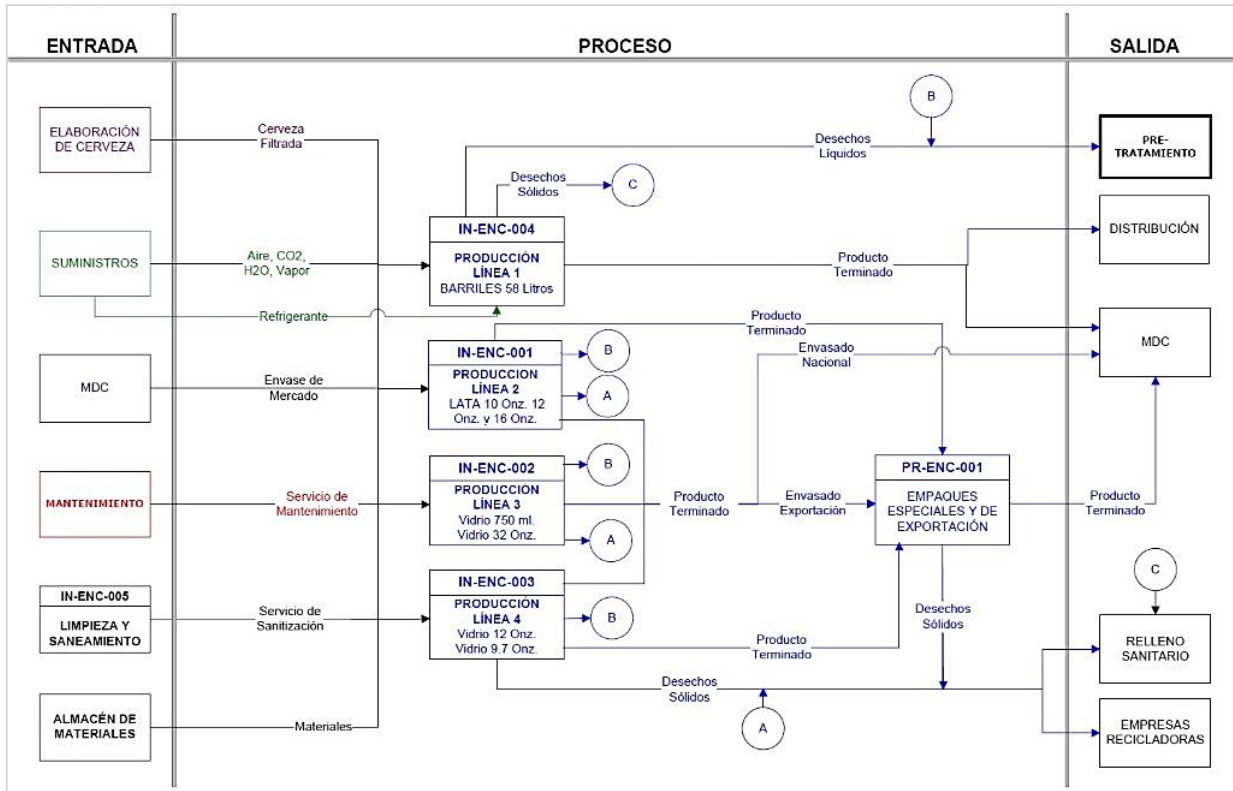


Figura 9 Proceso de envasado de cerveza en Planta La Constancia. (Ref.: Elaboración propia)

4. Análisis del suministro y consumo de energético en LC

En este capítulo se analizó la demanda de energía eléctrica y térmica en cada uno de los sectores de suministro en la planta de producción y como está estructurada. Como ya ha sido mencionado, los tipos de energía más utilizados en LC es de tipo eléctrica y térmica, el patrón de consumo es como se detalla a continuación.

Además, se realizó un análisis de las características de las cubiertas de techo para identificar cuales reciben mayor radiación solar anual, así como también, evaluar la factibilidad técnica para instalación de la tecnología para aprovechamiento de la radiación solar más apropiadas.

4.1. Estructura del Suministro de Energía Eléctrica

Al interior de la planta industrial de producción de LC, el suministro de energía eléctrica se divide en tres sectores (rojo, verde y azul) como se muestra en la Figura 10. Para mayor detalle el diagrama de esta figura se presenta ampliado en el ANEXO 1

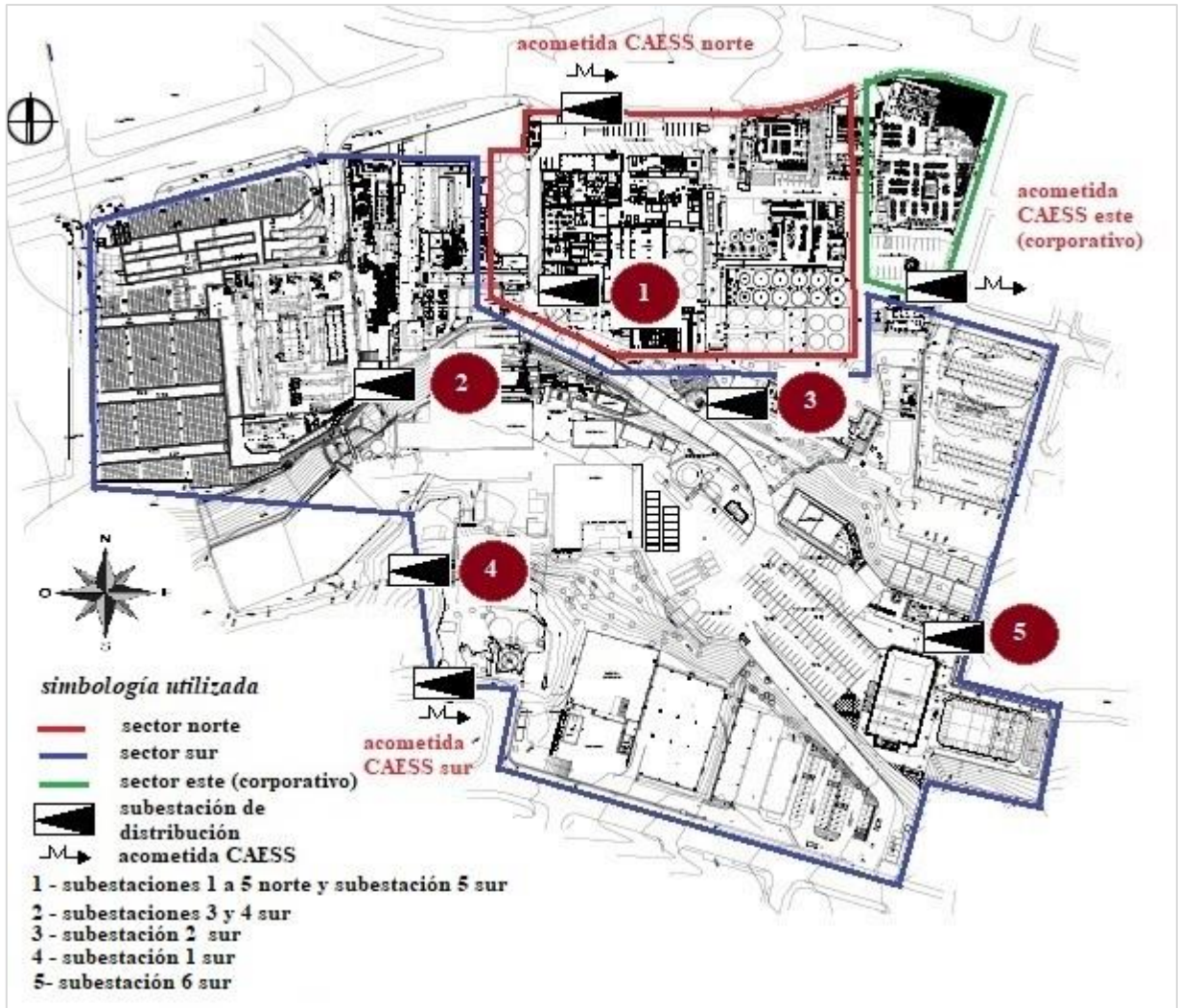


Figura 10 Ubicación de las acometidas y subestaciones de distribución y medidores por sector al interior de la planta en LC (Ref.: Elaboración propia)

Como se muestra en la figura anterior, cada sector cuenta con su acometida de suministro y sistema de medición por la empresa distribuidora AES-CAESS. La ubicación de las subestaciones eléctricas de distribución en cada sector en el interior de la planta posee su respectiva codificación de nomenclatura de acuerdo con el sector al que pertenece como se detalla a continuación:

- Sector Norte. (área color rojo en diagrama en **ANEXO 1**). Este sector comprende la acometida Norte de 23 kV con sistema de medición codificado como NIC 2500321; un “recloser” de 27 kV, dos reguladores de distribución de 24.9 kV a 14.4 kV, un “switchgear”

de 23 kV que alimenta a dos subestaciones SN1 y SN2 de 23 kV/4.16 kV de 3 MVA cada una, totalizando 6 MVA. (ver el **ANEXO 2** para el análisis)

Las subestaciones SN1 y SN2 alimentan, a través de un “*switchgear*” de 4.16 kV, a las subestaciones de distribución SN3 y SN4 de 4.16 kV/240 V de 1MVA cada una, así como también la subestación de distribución SN5 de 4.16 kV/480 V de 2 MVA, que en su conjunto totalizan 4 MVA.

La subestación SN3 conmuta por transferencia con un generador de emergencia EG2 de 500 kW. El “*switchgear*” de 4.16 kV conmuta por transferencia con un generador de emergencia EG1 de 800 kW; este generador alimenta directamente a la subestación SS5 la cual conmuta por transferencia con la subestación SS2 de 367 kVA del sector Sur.

- Sector sur. (ver área color azul en el diagrama en el **ANEXO 1**). Este sector comprende la acometida Sur de 23 kV con sistema de medición codificado como NIC 2500322; un “recloser” de 27 kV, dos reguladores de distribución de 24.9 kV a 14.4 kV los cuales alimentan a los siguientes tres circuitos ramales (ver el **ANEXO 2** para el análisis):

Circuito uno, alimenta a la subestación SS2 de 23 kV/240 V 400 kVA y a la subestación SS6 de 23 kV/480 V 150 kVA. La subestación SS2 conmuta por transferencia con la subestación SS5 la cual es alimentada directamente por el generador de emergencia EG1 de 800 kW del sector norte.

Circuito dos, alimenta a la subestación SS1 de 23 kV/240 V 500 kVA

Circuito tres, alimenta a la subestación SS3 de 23 kV/240 V 750 kVA y a la subestación SS4 de 23 kV/240 V 1500 kVA. La subestación SS3 conmuta por medio de transferencia con un generador de emergencia EG3; la subestación SS4 conmuta por medio de transferencia con el generador de emergencia EG4.

- Sector Este (área de color verde en el diagrama en el **ANEXO 1**). Este sector comprende la acometida Este de 23 kV la cual contiene una subestación de distribución de 23 kV/240 V 500 kVA la cual alimenta a un sub-tablero General; además contiene sistema de medición codificado como NIC 2369555. El sub-tablero General conmuta por transferencia con un

generador de emergencia de 275 kW; y suministra la potencia eléctrica para el Edificio Corporativo. (ver el ANEXO 4 para el análisis)

4.2. Análisis de la Demanda de Energía Eléctrica

En la Tabla 2 se muestra el registro mensual del consumo en kWh y potencia máxima demandada por sector de medición en la planta de producción; al final de cada columna se presenta el promedio mensual de consumo de energía y potencia eléctrica

Tabla 2 Registro mensual de CAESS del consumo en kWh y potencia máxima en kW por sector de suministro durante el año 2019, (Ref.: Elaboración propia)

	CAESS Norte NIC 2500321		CAESS Sur NIC 2500322		CAESS Este NIC 2369555	
	Consumo (kWh)	Potencia (kW)	Consumo (kWh)	Potencia (kW)	Consumo (kWh)	Potencia (kW)
enero	574,080.00	1,267.20	479,600.00	1,144.00	25,200.00	128.64
febrero	496,320.00	1,353.60	434,060.00	1,135.20	25,056.00	127.20
marzo	522,720.00	1,444.80	481,580.00	1,214.40	28,800.00	130.08
abril	573,600.00	1,454.40	507,980.00	1,135.20	31,296.00	157.92
mayo	510,240.00	1,396.80	438,460.00	1,126.40	36,480.00	171.84
junio	499,200.00	1,454.40	439,340.00	1,113.20	34,848.00	173.76
julio	565,920.00	1,387.20	501,600.00	1,071.40	36,912.00	156.96
agosto	553,440.00	1,300.80	494,340.00	1,117.60	34,128.00	154.08
septiembre	498,240.00	1,320.00	485,540.00	1,124.20	29,664.00	141.12
octubre	536,640.00	1,276.80	493,680.00	1,111.00	27,648.00	135.36
noviembre	558,240.00	1,262.40	572,440.00	1,159.40	29,472.00	152.16
diciembre	585,600.00	1,252.80	580,800.00	1,148.40	31,440.00	142.08
POTENCIA PROMEDIO ANUAL (kW)		1,347.60		1,133.37		147.60
CONSUMO TOTAL DE ENERGÍA AL AÑO (MWh-año)	6,474.24		5,909.42		370.94	

En la Tabla 3 se presenta el consolidado de demanda de energía eléctrica en MWh por sector de medición (norte, sur y este) y por intervalos diarios (punta, valle y resto) a partir de la medición de energía suministrada por AES-CAESS en cada sector durante el período correspondiente a 2019.

Tabla 3 Registro de medición del consumo de energía eléctrica por sectores durante el año 2019, (Ref.: Elaboración propia)

Subestación norte, NIC 2500321		
Periodo de demanda	(MWh)/año	[%]
Valle	1573.44	24.3
Resto	3572.16	55.2
Punta	1328.64	20.5
Total	6474.24	100
Subestación sur, NIC 2500322		
Periodo de demanda	(MWh)/año	[%]
Valle	1468.72	24.9
Resto	3181.86	53.8
Punta	1258.84	21.3
Total	5909.42	100
Subestación este, NIC 5369555		
Periodo de demanda	(MWh)/año	[%]
Valle	23.616	6.4
Resto	307.056	82.8
Punta	40.272	10.9
Total	370.94	100

De acuerdo con la información de la Tabla 3, más de la mitad de la energía demandada diariamente se consume en el periodo resto (entre las 5:00 y las 17:59 horas) y en menor cantidad en la hora punta o pico (18:00 a 22:59) y valle (23:00 a 04:59). La demanda total de energía para el periodo de 2019 fue de 12754.6 MWh/año, de la cual aproximadamente el 55% corresponde a la hora resto.

En las siguientes gráficas se presenta el comportamiento en el consumo de energía eléctrica a en cada sector por período punta, resto y valle, todo a partir del registro de medición de energía suministrada por AES-CAESS.

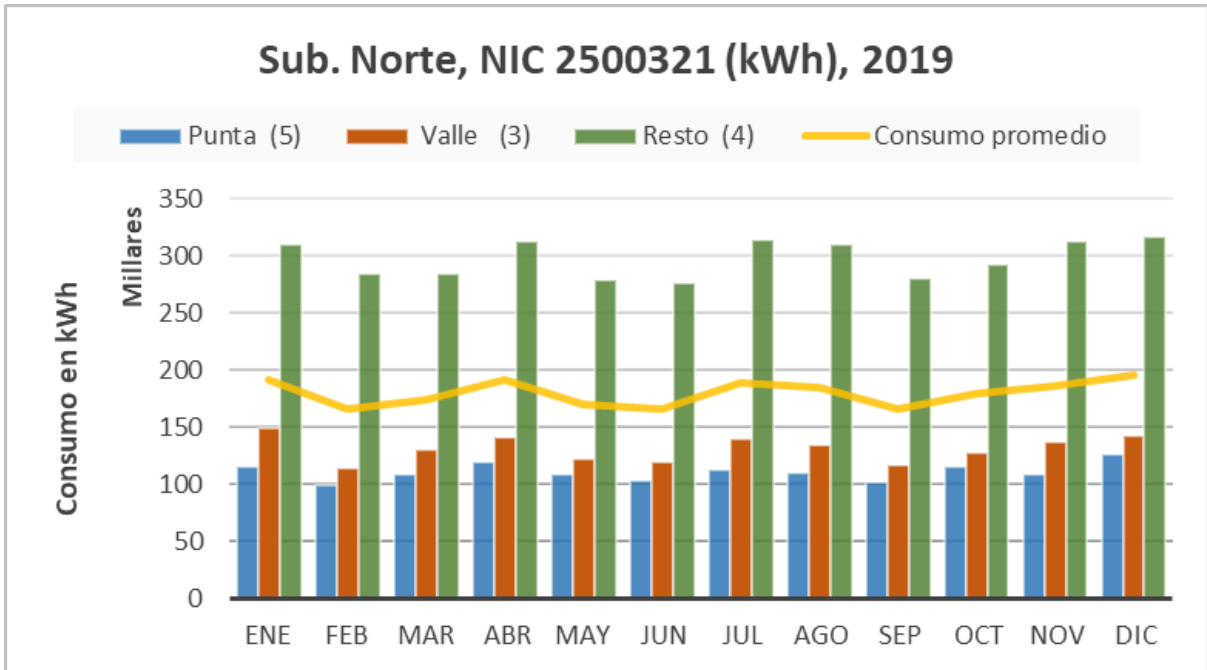


Figura 11 Registro mensual de consumo en kWh en la acometida norte que cubre la demanda del área de Cocimiento, Calderas, refrigeración, filtro, cafetería y a parte del edificio administrativo (Ref.: Elaboración propia).

Respecto a la demanda de energía eléctrica, en los sectores Norte (Figura 11) y Sur (Figura 12) cuyo suministro corresponde al proceso de producción de cerveza, las variaciones anuales más significativas se deben principalmente al incremento en la demanda de bebidas durante las festividades como Semana Santa, Fiestas patronales de San Salvador, Fin de Año, etc. Además, se observa que el consumo de energía se presenta a lo largo de todo el día dada la razón de la operación continua de la planta.

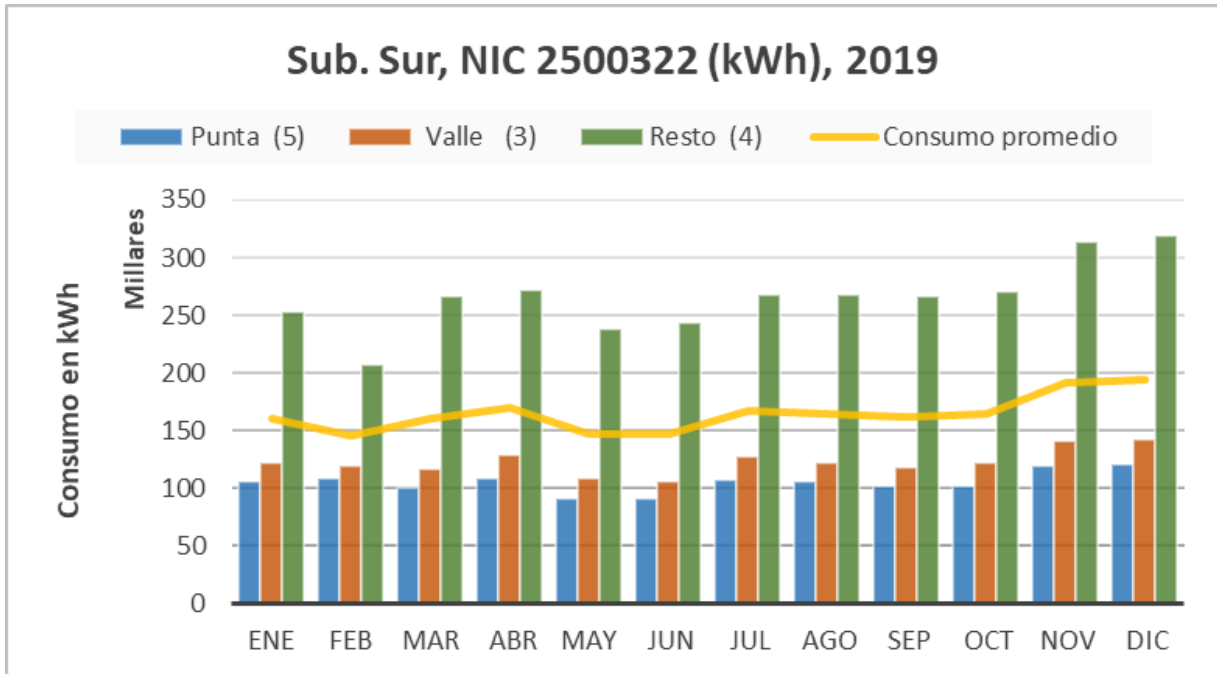


Figura 12 Registro mensual de consumo en kWh en la acometida sur que alimenta al Sistema de Tratamiento Biológico, todo el sistema de extracción de agua a utilizar en la planta (pozos propios), envasado, sala de CO2, la DT, CDI, centro de monitoreo (Ref.: Elaboración propia)

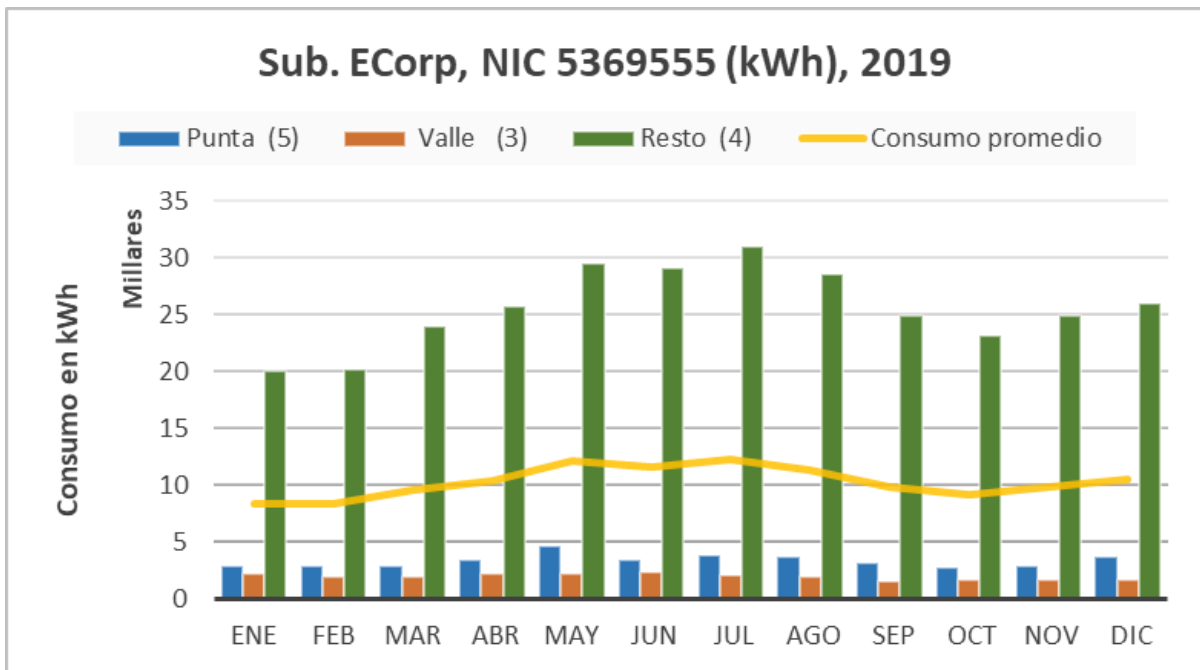


Figura 13 Registro mensual de consumo en kWh en la acometida ESTE que suministra parte de la energía en el edificio administrativo (Ref.: Elaboración propia).

En el caso del sector Este (Figura 13) que suministra al edificio administrativo, la variación principal se presenta en los meses desde mayo a septiembre, y dicho incremento es atribuido, principalmente, por el incremento de las horas de uso de los equipos de aire acondicionado. De la Tabla 3, de la medición NIC 5369555 se observa que el 82.8% de la energía en este sector se consume en periodo Resto, es decir durante las horas de luz solar, se estima que buena parte es por el uso de aire acondicionado, iluminación interior y equipo informático requerido para el funcionamiento del personal administrativo en la planta de producción; siendo este horario muy conveniente para el aprovechamiento del potencial tanto fotovoltaico.

En cuanto a la demanda máxima de potencia eléctrica por cada sector, ésta se presenta en las gráficas de la Figura 14, Figura 15 y Figura 16 correspondiendo al periodo de 2019.

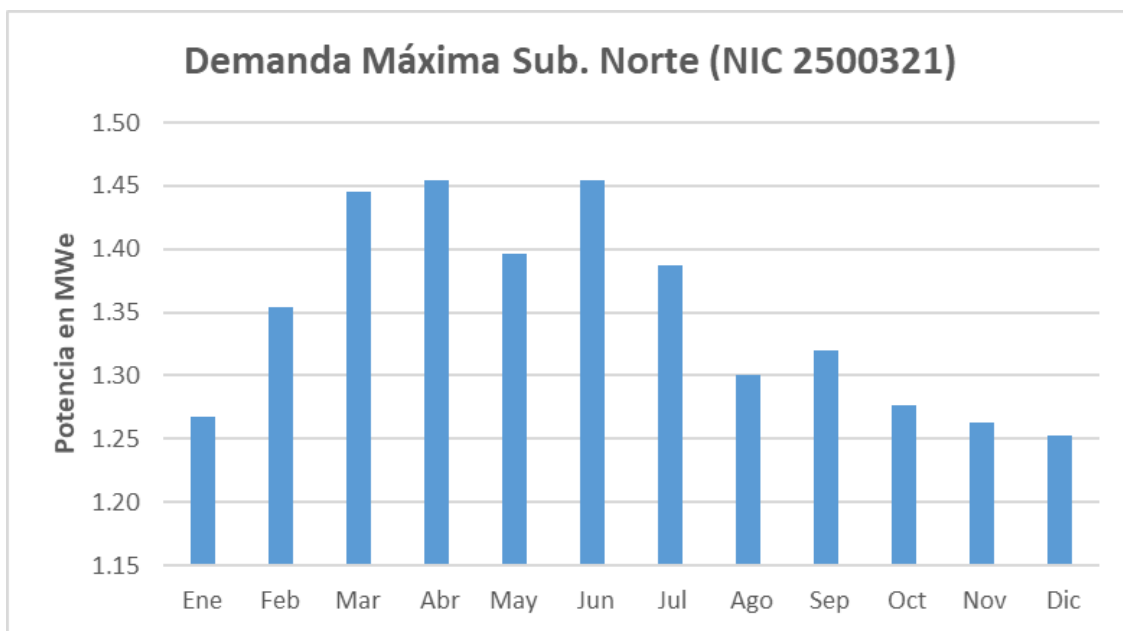


Figura 14 Registro mensual de máxima potencia en acometida norte (Ref.: Elaboración propia).

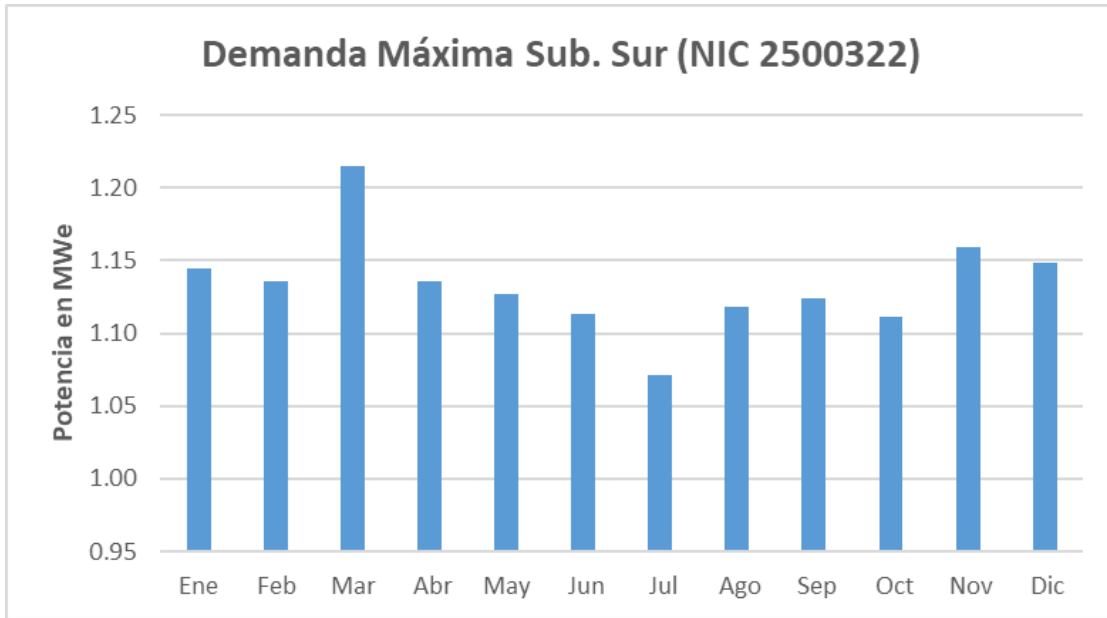


Figura 15 Registro mensual de máxima potencia en acometida sur (Ref.: Elaboración propia)

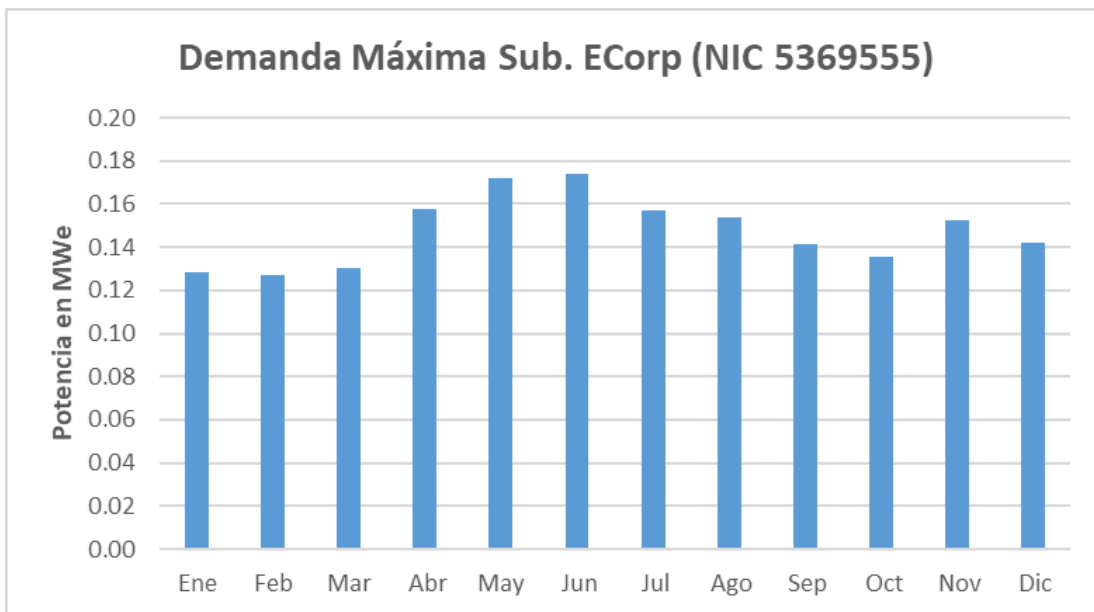


Figura 16 Registro mensual de máxima potencia en acometida este (Ref.: Elaboración propia).

4.3. Caracterización del Suministro de Energía Térmica

Adicionalmente al consumo de energía eléctrica, la planta LC también consume energía térmica tanto para el proceso de cocimiento del mosto como para procesos en el área de envasado como el lavado de envases y la pasteurización de producto terminado. En LC se emplea vapor de agua como medio de transporte de energía térmica, dicho vapor es producido mediante calderas con las características según la Tabla 4.

Tabla 4 Características de las calderas para producción de vapor (Fuente: LC)

Tipo de caldera	Potencia nominal	Combustible que utiliza	Consumo promedio de combustible ¹
Piro-tubular de tres pasos	200 BHP	HFO #6	54 gal/hr
	650 BHP		170 gal/hr
	800 BHP		212 gal/hr
Acuatubular	402 BHP	Resto de Biomasa tipo leñosa	

De acuerdo con especificaciones técnicas globales requeridas por AB-Inbev, se valida con mediciones hechas por personal de LC que el HFO N°6 posea una capacidad calorífica inferior de 38.31 MJ/Litro. En el caso de las calderas piro-tubulares, el consumo total de combustible² registrado durante el año 2019 fue de 2,103,412.28 Litros de HFO No 6 lo cual equivale a una energía térmica anual de 80,582.0 TJ_{th}, empleada exclusivamente para la producción de vapor saturado a una presión promedio de 6.5 barg.

La capacidad total resultante de la aportación de cada una de las calderas es de 2,052.0 BHP equivalentes a 20.13 MW_{th}.

Según cálculos realizados, cada kilogramo de vapor saturado a 6.5 bar(g), transporta una energía máxima aprovechable de 2662.82 kJ a una temperatura de 167.75 °C.

¹ De acuerdo con el histórico registrado de LC y Ministerio de trabajo.

² Datos obtenidos del registro del almacén de materia prima, departamento que administra el consumo de combustible en la planta de producción LC

4.3.1. Análisis de la Demanda de Vapor en la Planta de Producción de Cerveza

El registro de los datos de consumo de vapor es realizado a través de medidores que totalizan el consumo de vapor instalados en las salidas de un “*manifold*” o colector principal de vapor en el área de calderas en el departamento de Suministros hacia las siguientes áreas de consumo:

- Área de envasado,
- Sala de filtración, y
- Sala de cocimiento.

Dentro de estas áreas se tiene grandes consumidores de vapor como el área de Envasado definida como “*Packaging*”, y el sistema de calentamiento de maltosa (en el área de Elaboración o “*Brewing*”), unos de los pasos principales para la producción de cerveza. A la salida de cada proceso se genera un condensado que es desechado luego de la transferencia de calor.

De acuerdo con el análisis de consumo de vapor, una de las áreas de interés es la línea dos (L2) de “Envasado”, aquí el consumo de vapor está relacionado con el volumen de producción de hectolitros envasados o “producción de latas por hora”. En la Figura 17 se presenta el comportamiento de producción por hora de latas vrs el consumo de vapor medido en los “*manifold*” de suministro. Al relacionar ambas variables se obtiene la producción específica de latas por cada kg/h de vapor que es suministrado a dicha línea de producción (Figura 18).

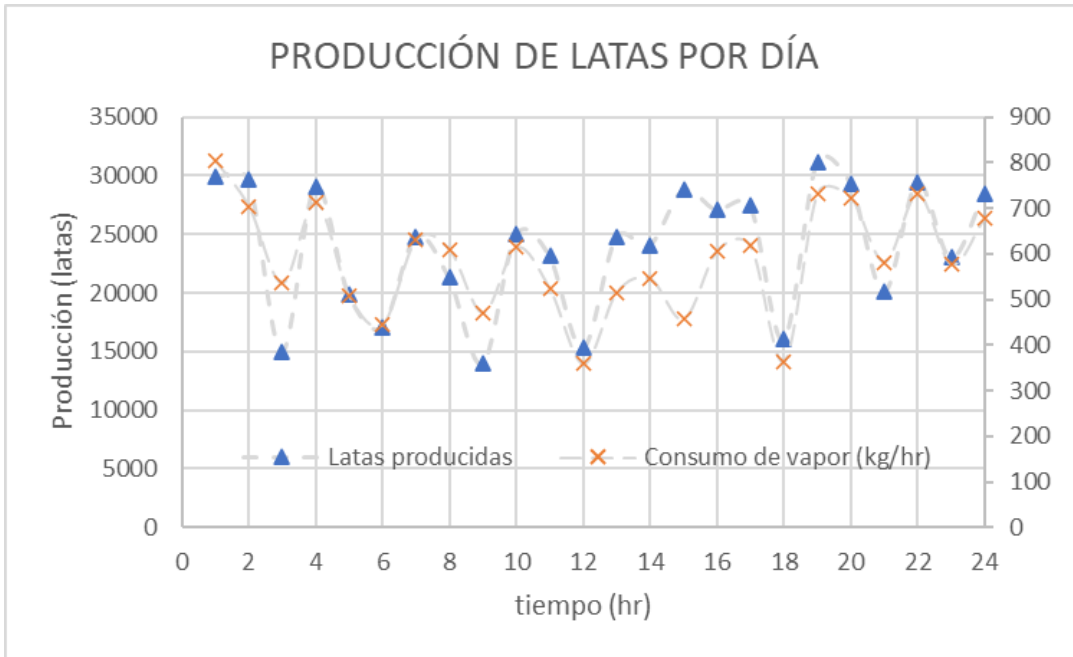


Figura 17 Variación típica de la producción en un periodo de 24 horas, L2, (Ref. Elaboración propia).

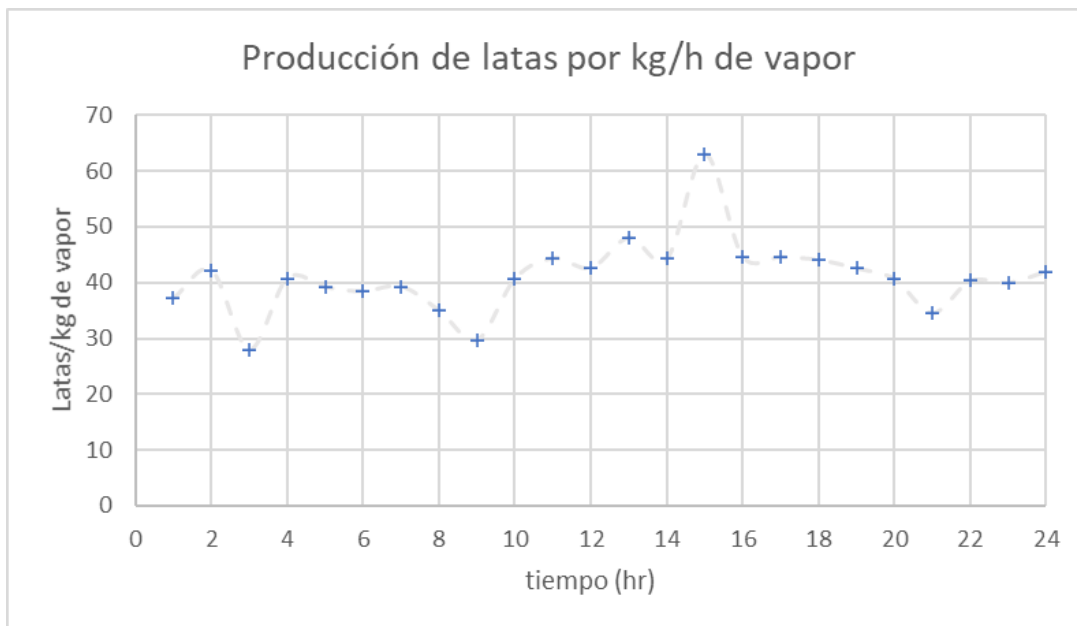


Figura 18 producción específica de latas por kg de vapor para uso en L2, (Ref.: Elaboración propia).

Con base en los resultados se puede estimar que por cada kg/h de vapor se procesará en promedio entre 40 y 42 latas de bebida.

4.4. Análisis del Proceso de Pasteurización

El envasado de cerveza en LC se lleva a cabo a través en cuatro líneas de producción:

1. Línea de Barriles
2. Línea de Latas
3. Línea de *Bullpack*
4. Línea de vidrio personal 330 ml.

En cada una de las líneas de producción cuenta con un sistema de pasteurización que ayuda a conservar la frescura del producto por más tiempo. Como ejemplo, el proceso de pasteurización en la línea de latas consiste en un proceso de calentamiento y enfriamiento gradual de la lata y su contenido haciéndose pasar por una máquina pasteurizadora tipo túnel, la cual demanda una cantidad diaria de 18 m³ de agua, aproximadamente, a una temperatura de 59 ± 1 °C, producida mediante intercambiadores de calor (HE) de tubos y coraza que utilizan vapor de agua como fluido de trabajo. En la Figura 19 se muestra el esquema del pasteurizador tipo túnel empleado en LC.

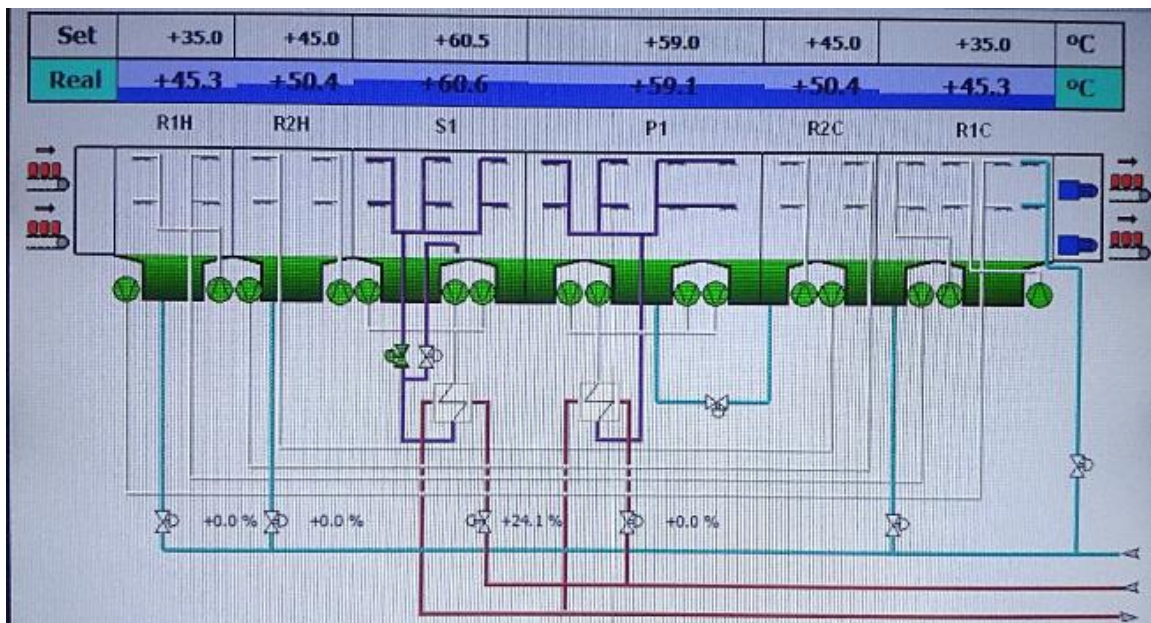


Figura 19 Distribución de temperaturas al interior del pasteurizador tipo túnel (Fuente: LC).

En la Figura 19 se presenta la variación de la temperatura del agua rociada a las latas a lo largo de su recorrido dentro del pasteurizador tipo túnel, así como también los flujos de vapor (línea color rojo), agua de relleno (color cian) y la recirculación entre los diferentes tanques colectores (área color verde). Al centro del túnel se observa la representación de los HE y el circuito de flujo de agua caliente (línea color morado).

Mediciones de temperatura hechas a las latas que ingresan al pasteurizador indican una temperatura superficial es de aproximadamente 4.5 ± 0.5 °C, misma que incrementará a una temperatura máxima de 60 ± 1 °C durante el proceso de pasteurización, para luego ser enfriada hasta 45 ± 1 °C, temperatura típica del producto a la salida del pasteurizador. Las temperaturas de operación del pasteurizador se ajustan automáticamente según el volumen de lata envasado.

Con base a estadísticas de LC, el área de envasado de lata de 12 Oz representa la mayor producción en la línea, siendo su consumo de energía térmica, según registro de LC del periodo 2019, de 3,986 GJ_{th}/año, equivalente a un promedio de 332 GJ_{th}/mes.

Según lo anterior, se ha identificado una oportunidad de ahorro de energía la cual consiste en, mediante el uso de tecnología apropiada, aprovechar la energía de la radiación solar para calentar el agua que ingresará de relleno a los tanques interiores para reducir la cantidad de vapor requerido por los equipos, reduciendo así la cantidad de vapor que requieren los calentadores, al mismo tiempo que se reduce el consumo anual de combustible empleado en las calderas.

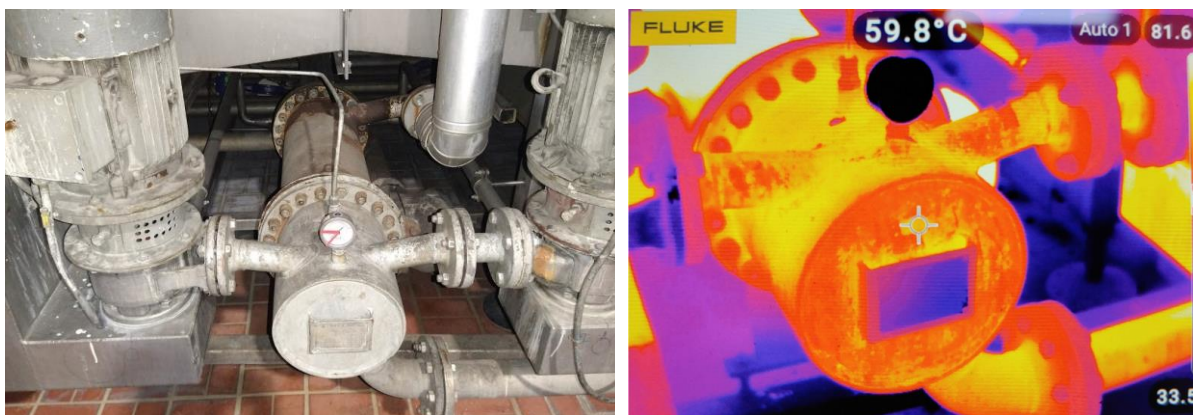
4.5.Cálculo de la Potencia Térmica Requerida por el Pasteurizador

Como bien se ha expuesto anteriormente, el consumo de vapor se presenta en la L2 de envasado, específicamente en los dos HE, que calientan el agua de los tanques intermedios del referido equipo. Las condiciones termodinámicas de operación del flujo de lado vapor y líquido son los que se describen a continuación.

Tabla 5 Parámetros operativos medidos en los equipos HE de pasteurizadores tipo túnel (elaboración propia).

Fluido	vapor	Líquido
<u>Parámetro</u>	<u>Condiciones de entrada</u>	
Temperatura [°C]	124	55
Calidad [p.u.]	0.95	N/A
Flujo másico [kg/s]	0.2	N/A
Presión [kPa]	225	150
	<u>Condiciones de salida</u>	
Temperatura [°C]	90.7	85
Calidad [p.u.]	0.65	N/A
Flujo másico [kg/s]	0.2	N/A
Presión [kPa]	172	145

Los datos fueron tomados mediante mediciones puntuales hechas en los equipos como se presenta en la Figura 20.



A)

B)

Figura 20 A) Intercambiador de calor de tubos y coraza y B) Imagen termo gráfica de intercambiador (ref. LC)

Empleando los parámetros operativos del lado vapor para calcular la cantidad de energía térmica total aportada por el vapor en los HE, el cálculo queda de la manera siguiente:

$$\dot{Q}_{in} = \dot{m}_{vap} * (h_{ent} - h_{sal}) \quad \text{Ec. 1}$$

Donde:

\dot{Q}_{in} Potencia térmica cedido al agua de los tanques intermedios del equipo pasteurizador

\dot{m}_{vap} Flujo másico de vapor de agua hacia los HE

h_{ent} Entalpía o energía térmica de flujo de vapor a la entrada del intercambiador.

h_{sal} Entalpía o energía térmica de flujo de vapor a la salida del intercambiador.

La ecuación 1 no toma en cuenta las pérdidas de calor en tubería dado que ésta se encuentra perfectamente aislada térmicamente y por lo tanto esta se estima como despreciable; además permite calcular la potencia térmica aportado por el vapor a los HE, todo para un valor dado de flujo másico (valor medido de 0.2 kg/s) y variación de entalpía. Empleando los datos de la Tabla 5, para una temperatura y calidad de 124 °C y 0.95, respectivamente, la entalpía de entrada para el vapor es de 2602.14 kJ/kg y 1862.40 kJ/kg para la salida según temperatura y calidad en dicho punto.

Con base a lo anterior, la potencia térmica del lado vapor cedida en el intercambiador es:

$$\dot{Q}_{in} = 0.2 \frac{kg}{s} * \left(2602.14 \frac{kJ}{kg} - 1862.40 \frac{kJ}{kg} \right) = 147.95 \approx 148 kW_{th}$$

Dado que son dos los HE de similar tamaño empleado en el pasteurizador, se asumió que cada uno tiene una capacidad de al menos 74 kW_{th}.

De acuerdo con el resultado, para lograr las condiciones operativas del lado líquido según la Tabla 5 es necesario un consumo de potencia mínima de 148 kW_{th}, parámetro que servirá más adelante como base para realizar el dimensionamiento de la instalación para aprovechamiento de la energía solar según la tecnología que mejor convenga, cuya selección se presenta en el capítulo siguiente.

5. Desarrollo de la Propuesta Técnica

Para cumplir con las metas de sostenibilidad energética trazadas hasta el 2025, en LC se deberá implementar una serie de proyectos de eficiencia energética e instalación de sistema de aprovechamiento de la energía de fuentes renovable para autoconsumo de la planta de producción; además de representar un aporte de responsabilidad social empresarial en el tema del cambio climático al disminuir el consumo de la energía de la red contribuyendo así a la disminución de toneladas equivalentes de CO₂ a la atmósfera.

De acuerdo con lo anterior y como ya se ha mencionado anteriormente, la propuesta es el aprovechamiento de la energía solar ya sea mediante la tecnología fotovoltaica (PV) para producción directa de electricidad para autoconsumo de las instalaciones, incluyendo la producción de agua caliente mediante calentadores eléctricos; así como también usar tecnología termosolar para producción directa de agua caliente útil en el proceso productivo antes descrito, reduciendo así el consumo de vapor y, por último, el uso de tecnología híbrida (PVT) mediante la cual se producirá tanto electricidad como energía térmica en el mismo dispositivo.

Para la selección de la tecnología más apropiada se desarrolló un análisis comparativo mediante el cual se pudo evaluar la factibilidad y técnica-económica de su implementación. Entre los criterios considerados para la evaluación están los siguientes:

- **Fácil integración arquitectónica:** la tecnología seleccionada es la que aprovecha eficientemente los espacios como techos de naves industriales, patios o áreas para estacionamiento que estén disponibles para poder instalar los dispositivos para absorción de la radiación solar sin tener que construir una infraestructura adicional para tal fin.
- **Máxima eficiencia de conversión de energía:** La energía se degrada con cada proceso de conversión. Por lo tanto, como criterio de selección se ponderó la razón de pérdidas de energía (radiación solar a energía útil para uso final como la térmica o eléctrica).
- **Integración en el proceso:** Aquí se evaluó la cantidad de equipo auxiliar o intermedio necesario para inyectar la energía térmica útil del sistema propuesto en el sistema convencional existente, así como su adaptabilidad a la maquinaria usada en los procesos.

- **Flexibilidad en el tipo de energía aportada al proceso productivo:** aquí se evaluó si la tecnología seleccionada puede aportar tanto energía eléctrica como térmica al proceso productivo existente.

Tomando como base los criterios antes expuestos, se elaboró una matriz de evaluación mediante la cual se justifica técnicamente la tecnología más apropiada por adoptar en LC. Posterior a la selección de la tecnología se evaluarán los indicadores económicos tales como: el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el tiempo de recuperación de la inversión, en cuyos resultados está implícito tanto aspectos técnicos como económicos.

Todas las tecnologías tomadas en cuenta para este proyecto harán uso de los espacios donde se pueda captar la mayor cantidad de radiación solar (poca sombra) que, para la industria en cuestión, ésta se concentra en los techos de las naves industriales según se detalle a continuación.

5.1. Disponibilidad de Área en Cubierta de Techos

Se realizó una inspección general de superficies sobre techos en la planta de producción, a los cuales se asignó una codificación para el análisis lo cual se representa en la imagen de la Figura 21 para una mejor visualización y para el análisis.

Se seleccionó los techos que poseen áreas de interés y se realizó mediciones de áreas, orientaciones e inclinaciones a fin de determinar la cantidad de área efectiva por cubierta; los resultados se presentan en la Tabla 6. Luego, se realiza las sumatorias del área total y efectiva obtenidas por cubierta de techo obteniendo los siguientes resultados:

La sumatoria de área total de techos inspeccionados es de 10,740 m²; la sumatoria de área disponible en techos seleccionados es de 8,024.8 m² lo cual indica que la cantidad de área aprovechable representa un 74.72% del área total cuantificada de techos identificados.



Figura 21 Áreas identificadas con potencial para montaje de tecnología para aprovechamiento de la radiación solar. EA: Edificio Administrativo; EF: edificio sala filtro; L2: edificio de línea dos de producción; L3: edificio de línea tres de producción; L4: edificio de línea cuatro de producción; CD1: edificio de producto terminado. Ref.: Elaboración propia.

Tabla 6 Estimación de área disponible (en porcentaje) sobre techos según imagen en Figura 21 y orientación respectivas en cada techo, (Ref.: Elaboración propia).

		Cubiertas de Techo en LC					
Ítem	Parámetro	EA	EF	L2	L3	L4	CD1
1	Área total de techo (en azul) [m ²]	892	673	850	1,625	2,406	4,294
2	Área disponible [m ²]	740	200	746	1,125	1,334.8	3,879
3	Área aprovechable [%] por techo	82.96%	29.72%	87.76%	69.23%	55.48%	90.33%

Cubiertas de Techo en LC							
Ítem	Parámetro	EA	EF	L2	L3	L4	CD1
4	Ángulo [°] azimut, Este (Norte 0 °)	O.M.	O.M.	91.6	91.6	84.5	84.5
5	Ángulo [°] de inclinación lado Este	7	7	7	7	7	7
6	Ángulo [°] azimut, Oeste (Norte 0)			271.6	271.6	264.5	264.5
7	Ángulo [°] de inclinación lado Oeste			7	7	7	7

O.M.: Orientación múltiple

Para la selección de las áreas de techo con mayor potencial para ser utilizadas se procedió con la elaboración de una matriz de evaluación cuantitativa en donde se ponderaron seis criterios con un rango entre cero (0) y diez (10), donde cero indica que el parámetro evaluado es nada favorable o aprovechable.

Los aspectos para considerar en la evaluación de la factibilidad técnica de los techos son los siguientes:

- **Área de techos disponibles [C1]:** se consideró el área total y efectiva tomando en cuenta la cantidad de obstáculos cercanos como extractores de aire, condensadores de equipo para aire acondicionado, ductos para chimeneas, entre otros equipos similares.
- **Orientación azimutal de cubierta de techo [C2]:** se busca una orientación preferente hacia el sur geográfico.
- **Proyección de sombras [C3]:** aquí se tomó en cuenta el tipo de infraestructura existente en el horizonte cercano y su potencial impacto en la proyección de sombras sobre el techo.
- **Estructura de Techo [C4]:** Se evaluó la capacidad de carga adicional que la estructura actual puede soportar con el incremento de peso por módulos y accesorios FV.

- **Factibilidad de acceso [C5]:** Tomando como referencia el estado actual de la cubierta actual, este criterio toma en cuenta qué modificación requiere el techo para que el personal de instaladores o mantenimiento tenga acceso seguro a los equipos instalados.
- **Accesibilidad al punto de conexión eléctrica [C6]:** aquí se tomó en cuenta la cercanía del generador fotovoltaico a un tablero de potencia eléctrica donde se puede inyectar la energía.

De la inspección estructural en los techos seleccionados se observó que éstos son a dos aguas, contruidos con lámina de aluminio con forma acanalada sobre estructura de polines C de 6” X 2” en disminución, soportadas por secciones de vigas de acero ASTM 992 de 12” X 20 pies.

5.2. Selección de Techos

Techo	Vista Planta	Vista Perfil	Techo	Vista Planta	Vista Perfil
Edificio Corporativo			Línea 3		
Filtro			Línea 4		
Línea 2			CD1		

Figura 22 Imagen panorámica de techos seleccionados con potencial para el aprovechamiento de la energía solar, Ref.: elaboración propia.

En la Figura 22 se presenta una imagen de los techos de áreas seleccionadas, en las figuras el tipo de techo (multi vertientes y dos aguas), así como también el tipo de obstáculo en el horizonte cercano un caso importante de analizar en el área de filtrado la cual tiene una batería de silos acumuladores que proyectan sombra sobre el techo buena parte del año.

El resultado de la matriz de evaluación es la que se presenta en la Tabla 7, en esta se ha ponderado los criterios según el grado de impacto negativo para la factibilidad técnica y

económica del proyecto. De acuerdo con lo anterior, las áreas con mejor calificación (calificación igual o superior a siete puntos cinco) son las EA, L2, L4 y CD1.

Tabla 7 Matriz de evaluación de cubiertas de techo, Ref.: Elaboración propia.

Techo	C1 [m ²]	25%	C2	10%	C3	25%	C4	20%	C5	10%	C6	10%	100%
Edificio Corporativo	740	7	Techo de cuatro vertientes	7	Sin sombra significativa a excepción de condensadores de A/C	7	Rígida	10	Acceso centralizado, sin mayor inconveniente	10	Factibilidad de acceso a tablero principal del edificio.	8	8
Filtro	200	3	Techo de cuatro vertientes	7	4 meses de sombra por tanques de fermentación	3	Rígida	8	Se necesita instalación de escaleras, puntos de anclaje y perímetro de seguridad	8	El punto más cercano para inyectar la energía está en L2.	6	5.2
Línea 2	746	7	Techo a dos aguas, orientas Este-Oeste, respectivamente	8	6 meses de sombra leve por edificio de cocimiento	6	Columnas y vigas reforzadas	10	Acceso restringido por medio de escalera de mariner	8	El punto más cercano para inyectar la energía está en L2.	6	7.45
Línea 3	1,125	6	Techo a dos aguas, orientas Este-Oeste, respectivamente	8	Libre	10	Columnas y vigas de baja capacidad	4	Acceso restringido por medio de escalera de mariner	7	El punto más cercano para inyectar la energía está en L2.	6	6.9
Línea 4	1,335	6	Techo a dos aguas, orientas Este-Oeste, respectivamente	8	Libre	10	Columnas y vigas reforzadas	10	Acceso restringido por medio de escalera de mariner	8	El punto más cercano para inyectar la energía está en L2.	5	8.1
CD1	3879	10	Techo a dos aguas, orientas Este-Oeste, respectivamente	8	Libre	10	Columnas y vigas reforzadas	10	Acceso restringido, se necesita instalación de puntos de anclaje y perímetro de seguridad	6	El punto más cercano para inyectar la energía está en L2.	5	8.9

5.3. Radiación Solar en el Emplazamiento

La ubicación de la planta de LC en la zona de San Salvador con coordenadas geográficas de latitud: 13.7000763 N y longitud 89.1803815 Oeste. En este lugar, según la base de datos del Laboratorio Nacional de Energía Renovable, NREL, la radiación solar mensual promedio es la que se presenta en la tabla siguiente:

Tabla 8 Radiación solar en LC, NREL 2021

Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Av
-----	---	---	---	---	---	---	---	---	---	----	----	----	----

Rad. solar (kWh/m ² /día)	6.9	7.1	7.1	6.5	5.5	5.1	5.9	5.7	5.4	5.5	6.3	6.7	6.1
---	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Adicionalmente, para el caso de la tecnología fotovoltaica, NREL proporciona el índice de producción final (Y_f), el cual dice la cantidad de energía final (kWh de AC) que una instalación de 1 kW_p producirá en dicho emplazamiento, el cual corresponde 1,632 kWh/kW_p; sin embargo, este dato será tomado como referencia para comparar resultados generados mediante la simulación de la producción de una instalación FV sobre techo con el software *HelioScope* como se mostrará en la siguiente sección.

5.4. Evaluación de la Tecnología Propuesta

Como bien se expuso en el apartado 4, la planta de LC consume en su proceso energía térmica y eléctrica, principalmente. Por lo tanto, la tecnología a seleccionar deberá proveer ya sea energía eléctrica, calor para proceso o ambos en un mismo dispositivo, y todo a partir de la conversión eficiente de la energía de la radiación solar.

Entre las tecnologías más extendidas es la fotovoltaica, mediante la cual se obtendría energía eléctrica de forma directa y de la cual se ampliará más en el siguiente apartado 5.5. Por otro lado, está la tecnología termosolar con la cual se convierte la energía de la radiación solar en energía térmica útil transportada a través de un fluido de trabajo; entre las tecnologías mayormente extendidas están los captadores de placa plana (*Flat Plates*) y de tubos de vacío (*Evacuated tubes*), cuyas curvas de eficiencia de conversión de energía se presenta en la Figura 23.

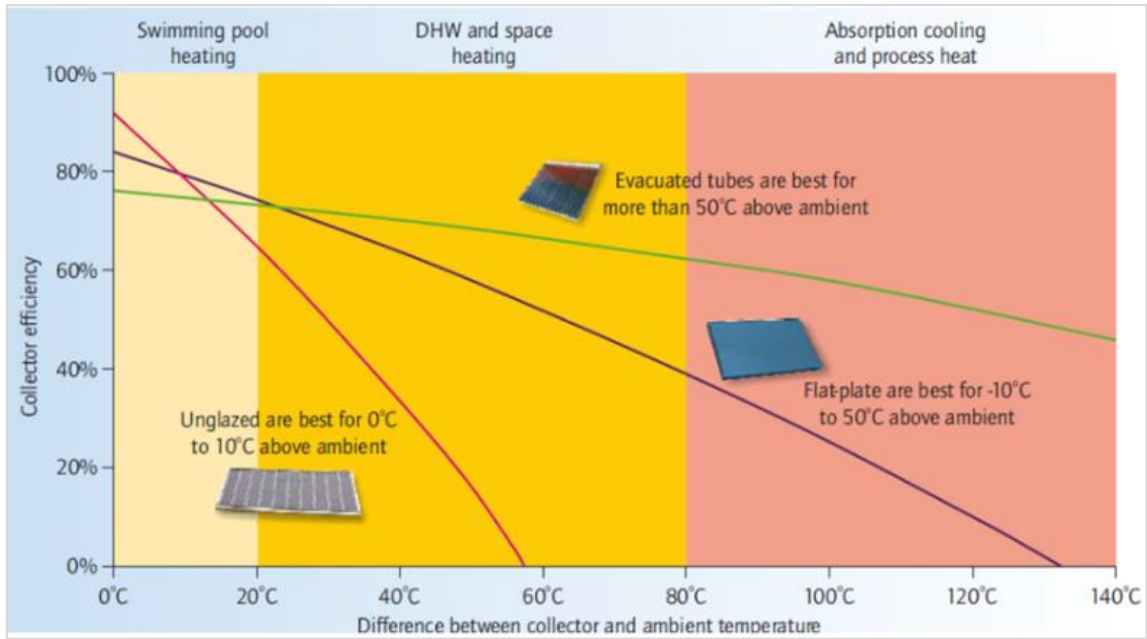


Figura 23 Comparación de curvas de rendimiento térmico para varios tipos de captadores solares respecto a la diferencia de temperatura entre la superficie de absorción del captador y la ambiente. (Laughton, 2010).

De acuerdo con la figura anterior, y con base a una temperatura de almacenamiento del fluido de trabajo igual a 70 °C, equivalente a una diferencia de aproximadamente 40 °C, ambos tipos de captadores tendrían una eficiencia superior a 60 %, por lo que ambas tecnologías podrían suplir las necesidades de producción de agua caliente para LC.

Existen nuevos desarrollos de captadores solares de alta eficiencia de conversión de energía, como ejemplo está el fabricante suizo TVP (TVP Solar, 2022), quién ha diseñado un captador solar ([MP-Power](#)) que combina las mejores características de los captadores solares de placa plana y de vacío (Figura 24), el cual, según el fabricante, puede operar con buena eficiencia en el rango de 80 a 180 °C.

De acuerdo con (TVP Solar, 2022) entre las características principales de una captador MP-Power son:

- Menor costo por potencia térmica instalada ($500 \text{ W}_{\text{th}}/\text{m}^2$),
- Larga durabilidad (cero mantenimientos), y
- Menor huella de la instalación.

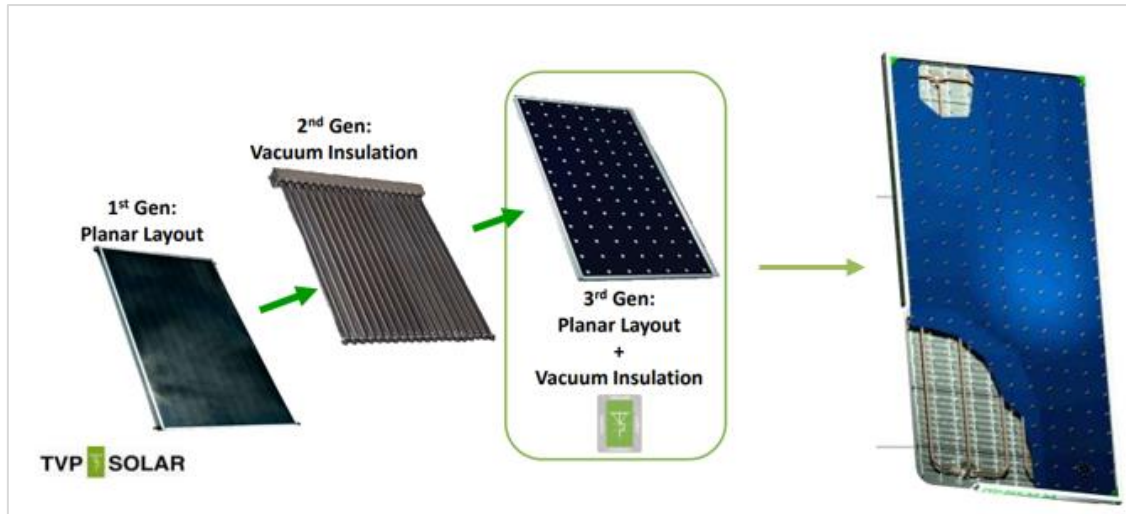


Figura 24 Desarrollo de captador de alta eficiencia para operar en rangos altos de temperatura. Ref.: TVP-Solar.

Otro sistema considerado en la evaluación es la tecnología termosolar de concentración (CSP, por sus siglas en inglés), como los fabricados por la empresa (Power, 2022) que se muestran en la Figura 25. A diferencia de los sistemas FV y termosolares sin concentración, estos sistemas son más complejos dado que precisan de un sistema automático para búsqueda, enfoque y seguimiento del Sol, ya sea en uno o dos ejes.



Figura 25 Sistema de concentración solar instalado sobre cubierta de techo (Ref.: [Inventive Power](#)).

Por otro lado, está la tecnología solar híbrida la cual convierte simultáneamente la energía solar en electricidad y energía térmica mediante un sistema de recuperación de calor que enfría la célula del módulo FV. En la Figura 26 se presente el modelo aH72SK del fabricante ABORA Solar.

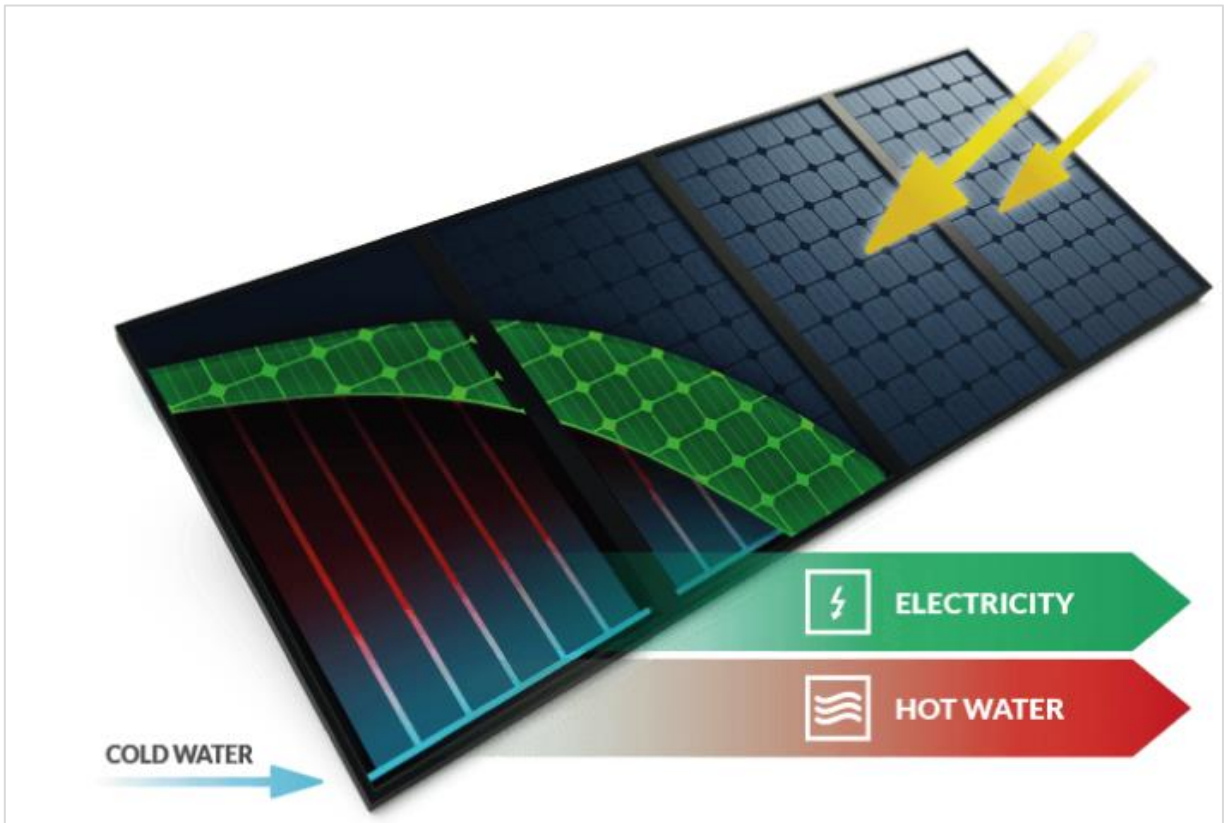


Figura 26 Representación de módulo híbrido de ABORA Solar. Ref.: [ABORA Solar](#)

Exceptuando al sistema FV, todos lo demás necesitan de un subsistema para almacenamiento y transporte de energía térmica hasta los puntos de consumo lo cual impacta significativamente en sus costos de implementación.

De los sistemas comentados anteriormente se descartó el uso de los concentradores solares y entre las razones principales se pueden mencionar que éstos tienen un requerimiento de espacio preferentemente horizontal, libre de sombras y mayor complejidad en la operación ya que tiene una mayor cantidad de partes móviles a alta presión. Adicionalmente, la temperatura del agua para el proceso de pasteurización no es muy alto (entre 70 y 75 °C) por lo que no justifica el uso de un sistema diseñado para una mayor temperatura de operación.

Por lo anterior, en este estudio únicamente se consideró realizar un análisis con cuatro tipos de captadores solares: placa plana PremiumPlus-2.86 y MP-Power, tubos de vacío CPC-18 e híbrido aH72 SK de la empresa ABORA.

De acuerdo con (Duffie & Beckman, 2013), un parámetro útil para la selección del tipo de captador solar más apropiado es la eficiencia de conversión de energía y su variación en función de la diferencia de temperatura media del captador y la ambiente. Una baja eficiencia global de la instalación provocará un incremento de la cantidad de captadores solares y por ende la cantidad de área de techo necesaria para conseguir la temperatura de operación que requiere el proceso industrial.

La ecuación 2 define a la eficiencia de un captador solar:

$$eff = \eta_o - C_1 \cdot \frac{(T_m - T_{amb})}{G} - C_2 \cdot G \cdot \left(\frac{T_m - T_{amb}}{G} \right)^2 \quad Ec. 2$$

Donde:

eff: Eficiencia de conversión de energía de radiación solar a térmica,

η_o : Eficiencia máxima de conversión,

C_1 : Coeficiente experimental que engloba todas las pérdidas térmicas lineales del captador,

C_2 : Coeficiente experimental que engloba todas las pérdidas térmicas cuadráticas del captador,

G : Irradiancia global sobre sup. de captador solar (W/m^2),

T_m : Temperatura media del captador ($^{\circ}C$), y

T_a : Temperatura ambiente ($^{\circ}C$)

En la Tabla 9 se muestran un resumen de los parámetros principales de los captadores termo solares de este estudio.

Tabla 9 Características técnicas de captadores solares para ACS. ref.: elaboración propia con datos de los fabricantes.

Fabricante	SOLARBAYER	SOLARBAYER	PVT-Solar	ABORA
Modelo	PremiumPlus 2,86	CPC18	MT-Power	aH72 SK
Tipo	PP	TV	PP+TV	híbrido PVT
η_0 [-]	0.792	0.719	0.721	0.7
C1 [W/(m ² K)]	3.159	0.93	0.5	5.98
C2 [W/(m ² K ²)]	0.014	0.004	0.006	0
A _{aper} [m ²]	2.69	2.83	1.84	1.88
A _{bruta} [m ²]	2.86	3.26	1.96	1.96
A _{abs.} [m ²]	2.68	2.8	1.8	1.8
Máx. arreglo	4	4		
Sup. selec.	TiNOx	High Selec AL-N/AL	Alanod Mirotherm	
Mat. abs	Aluminio	Cobre U	Cobre	Cobre
Masa vacía (kg)	39.5	63	53	50
Peso vacío (kg/m ²)	13.81	19.33	27.04	25.51
Precio de lista (\$/m ²)	301.58	694.79		302.93

En la Figura 27 se presenta un comparativo de cuatro gráficas de eficiencia en la conversión de energía con respecto a la diferencia de temperatura, en las cuales se observa la ventaja que muestran los captadores de tubos de vacío CPC-18 y placa plana al vacío MT-Power respecto a los otros en la medida que se incrementa el ΔT ; ambos captadores demuestran que es factible producir agua a una temperatura cercada a los 100 °C (70°C respecto al ambiente) a una eficiencia superior a 60 % (0.6 p.u.), mientras que, para el resto de captadores, la eficiencia decae a menos de 0.5 p.u..

A diferencia de los captadores planos y de vacío, el captador híbrido es el que presenta la curva de eficiencia con una mayor pendiente o pérdidas térmicas, lo que no lo hace una primera opción para la producción de agua caliente como sustituto del calentamiento con base a vapor de agua.

Otra vía para determinar el tipo de captador solar más apropiado según la presente aplicación es el cálculo del área de captación de la radiación solar necesaria para cubrir la demanda de energía térmica con el mayor factor de cobertura solar, definiendo este parámetro como la cantidad de energía proveída por el sistema termosolar respecto a la demanda térmica total. Este último parámetro fue calculado mediante el método F-Chart creado por (Duffie & Beckman, 2013), cuyo procedimiento se detalla en el apartado 5.4.1

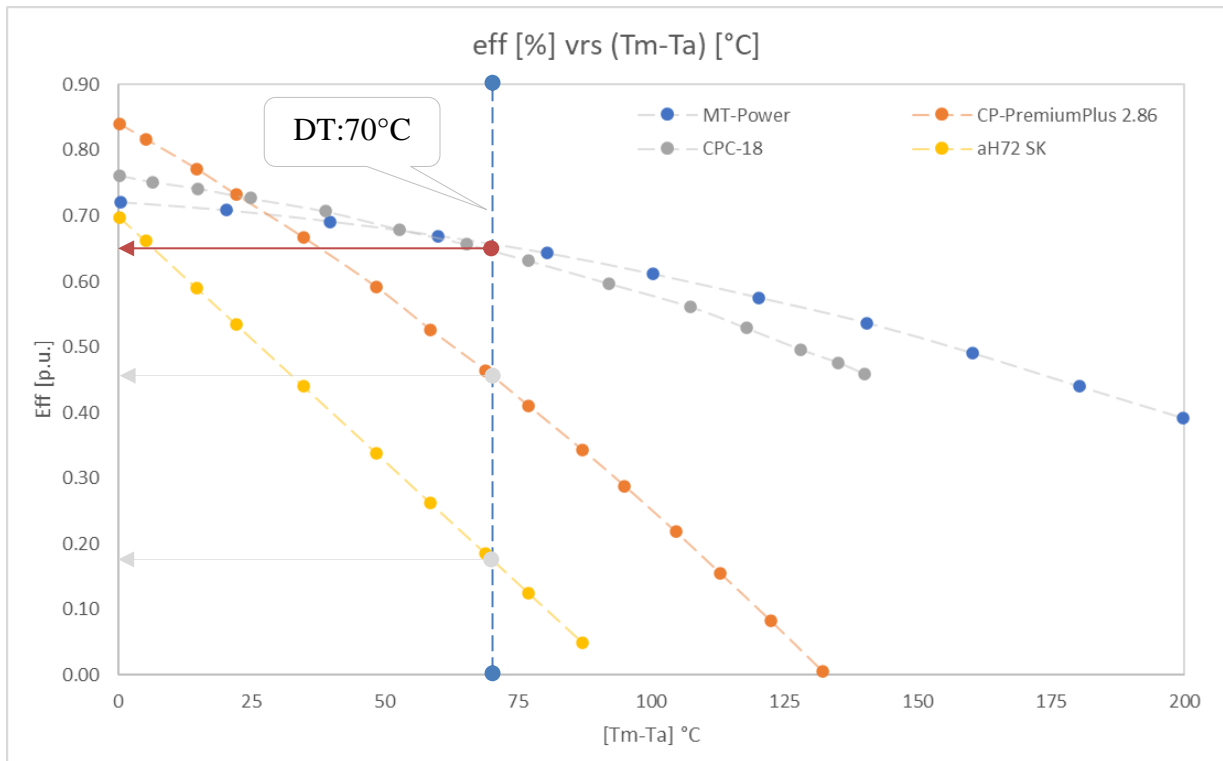


Figura 27 Gráfica de eficiencia de conversión de energía de radiación solar a térmica contra la diferencia de temperatura para diferentes tecnologías de captadores solares. Ref.: Elaboración propia con datos de fabricantes de captadores.

5.4.1. Estimación de Área de Captación Solar

La superficie mínima necesaria de captación (A_{cap}) para cubrir la demanda de energía térmica se calcula haciendo el cociente entre la demanda térmica anual calculada ($\sum L_i$), todo en MJ/año, y la energía térmica disponible convertida en el captada solar ($\sum Q_{s,i}$) en MJ/m²/año, tomando en cuenta su eficiencia de conversión. Matemáticamente dicha relación puede ser expresada por la ecuación 3.

$$A_{cap} = \frac{\sum f_i \cdot L_i}{\sum Q_{s,i}} \quad Ec. 3$$

f_i representa la fracción de cobertura solar mensual, determinada con el procedimiento indicado en el capítulo 20 de (Duffie & Beckman, 2013). El área calculada deberá ser considerada como la mínima necesaria, y esta podrá ser incrementada según el factor de cobertura solar requerido.

5.4.1.1. Cálculo de la Demanda Térmica del Pasteurizador

En el apartado 4.5 se calculó la potencia térmica ministrada por el vapor de agua al pasteurizador de L2, dicha potencia se estima en 148 kW_{th}. Por lo tanto, la energía total, en MJ/día para un día de operación a plena carga, es la siguiente:

$$L = (148 \text{ kW}_{th}) \cdot \left(24 \frac{h}{\text{día}}\right) \cdot \left(3.6 \frac{MJ}{kWh}\right) = 12787.2 \frac{MJ}{\text{día}}$$

A la demanda calculada se le incrementó un 25% dado que los datos para dicho cálculo corresponden al año operativo 2019; con el incremento, la nueva demanda de energía cambió a 17280.0 MJ/día. Asumiendo constante la demanda de energía térmica, para el cálculo de la demanda mensual basta con multiplicar la demanda diaria por el número de días de cada mes para obtener la demanda mensual y de igual forma la anual.

Otro parámetro importante para la estimación de la cantidad de área mínima de captación, según la ecuación 3, es la cantidad de energía térmica aportada por el captador solar la cual es directamente proporcional a la magnitud de irradiación promedio mensual sobre el emplazamiento y la eficiencia de la conversión del captador. Dicho dato fue tomado de la base de NREL (NSRDB, 2022).

Como ejemplo, en la Tabla 10 se presenta el resultado del cálculo del área de captación y factor de cobertura solar para el caso de un captador plano de alto vacío MT-Power. El resultado como sigue:

Tabla 10 Tabla de resultados de conversión de energía según método F-Chart (Duffie & Beckman, 2013) para un captador MT-Power. Ref.: Elaboración Propia.

mes,i	días/mes	H _{γβ,i}	T _{amb}	T _{alm}	T _{red}	L _i	L' _i	E _{γβ,i}	η _{th}	Q _{sol,i}	A _{cap,i}	A _{ins,i}	X	Y	f	Q _{u,i}
	[día]	[kWh/m ² /d]	[°C]	[°C]	[°C]	[kJ/mes]	[MJ/mes]	[MJ/m ² /mes]	[p.u.]	[MJ/m ² /mes]	[m ²]	[m ²]	[-]	[-]	[p.u.]	[MJ/mes]
1	31	7.09	25.4	70	55	5.36E+08	3.75E+11	791.24	0.66	4.17E+02	898.9	1122.4	0.44	1.08	0.82	4.41E+05
2	28	7.34	26	70	55	4.84E+08	3.39E+11	739.87	0.66	3.92E+02	863.1	1122.4	0.44	1.12	0.85	4.09E+05
3	31	7.09	26.3	70	55	5.36E+08	3.75E+11	791.24	0.66	4.19E+02	894.5	1122.4	0.44	1.08	0.82	4.41E+05
4	30	6.4	26.8	70	55	5.18E+08	3.63E+11	691.20	0.66	3.62E+02	1001.2	1122.4	0.43	0.97	0.76	3.95E+05
5	31	5.53	26.1	70	55	5.36E+08	3.75E+11	617.15	0.64	3.17E+02	1183.2	1122.4	0.44	0.84	0.68	3.63E+05
6	30	5.17	25.6	70	55	5.18E+08	3.63E+11	558.36	0.63	2.83E+02	1282.2	1122.4	0.44	0.79	0.64	3.32E+05
7	31	5.88	26	70	55	5.36E+08	3.75E+11	656.21	0.64	3.38E+02	1109.8	1122.4	0.44	0.90	0.71	3.81E+05
8	31	5.73	25.9	70	55	5.36E+08	3.75E+11	639.47	0.65	3.31E+02	1133.4	1122.4	0.44	0.87	0.70	3.73E+05
9	30	5.57	25.2	70	55	5.18E+08	3.63E+11	601.56	0.65	3.12E+02	1164.3	1122.4	0.44	0.85	0.68	3.53E+05
10	31	5.94	25.2	70	55	5.36E+08	3.75E+11	662.90	0.65	3.46E+02	1083.8	1122.4	0.44	0.90	0.72	3.84E+05
11	30	6.66	25.5	70	55	5.18E+08	3.63E+11	719.28	0.66	3.78E+02	960.1	1122.4	0.44	1.01	0.79	4.07E+05
12	31	7.12	25.4	70	55	5.36E+08	3.75E+11	794.59	0.66	4.19E+02	895.8	1122.4	0.44	1.08	0.83	4.43E+05
Total:						6.31E+09	4.42E+06			4.31E+03						4.72E+06

Es oportuno aclarar que la diferencia entre la demanda térmica del proceso (L_i) y la demanda térmica a cubrir con energía solar (L'_i) es el factor asumido de cobertura solar (FCS'), valor entre cero y uno, que para el caso se ha estimado en 0.7. El resultado del F-Chart correspondiente al FCS será comparado con FCS' y se tomará como aceptable si $FCS > FCS'$. Con base a lo anterior, el área de captación y el FCS se calculan mediante un proceso iterativo, el cual, a partir de un área inicial ($\sum L'_i / Q_{sol_i}$), ésta se incrementa hasta cumplir la desigualdad ante citada.

Tabla 11 Resumen del cálculo del área mínima de captación y factor de cobertura solar para diferentes tipos de captadores solares. Ref.: elaboración propia.

Fabricante	SOLARBAYER	SOLARBAYER	PVT-Solar	ABORA
Modelo	PremiumPlus 2,86	CPC18	MT-Power	aH72 SK
Área de cap. [m ²]	1447	1228	1122	3027
# Módulos	540	434	610	1610
FCS [%]	74	76	75	78
V alm. [m ³]	60	60	60	60

El resultado de la Tabla 11 es congruente con las curvas presentadas en la Figura 23, que, para el caso, los captadores con menores pérdidas térmicas permite elevar la temperatura del fluido de trabajo a una mayor eficiencia lo que se traduce en menores áreas de captación.

Otro aspecto importante de los sistemas termo solares es que éstos requieren de un sistema de almacenamiento térmico (tanque de captación o Inter acumulador) desde donde se envía el agua más fría hasta los captadores la cual luego es retornada a una mayor temperatura. El esquema completo de la instalación se muestra en la Figura 28.

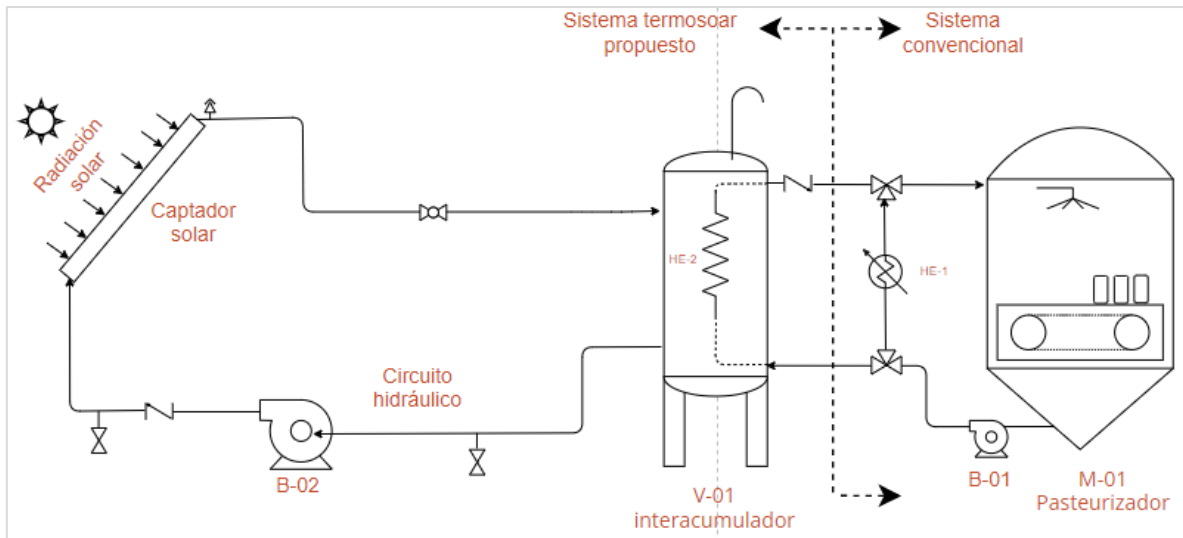


Figura 28 Esquema de sistema termo solar propuesto para calentamiento de agua acoplado al sistema convencional existente. Ref.: Elaboración propia.

5.5. Uso de la Tecnología FV

Una alternativa para producción de ACS a las tecnologías termo solares anteriormente presentadas es la fotovoltaica, la cual produce directamente energía eléctrica siendo esta de mayor calidad (disponible para ser convertida en otro tipo) que la térmica. La energía eléctrica puede ser utilizada para cubrir la demanda total o parcial de energía (autoconsumo) de las áreas funcionales antes mencionadas, lo cual evitará que se consuma energía de la red que por lo general tendrá un costo superior a la producida in situ. Entre las demandas de energía en LC está principalmente la eléctrica, así como también la térmica, la cual se producía empleando calderas eléctricas para calentar agua, conectadas en paralelo con los calentadores a base de vapor de agua existentes.

De forma esquemática, el sistema fotovoltaico propuesto como se muestra en la Figura 29, en el cual se muestran los dispositivos principales como el generador fotovoltaico, inversores, tableros eléctricos (protecciones en DC, AC, red de tierra, medidores de potencia, etc.), y los consumidores de energía.

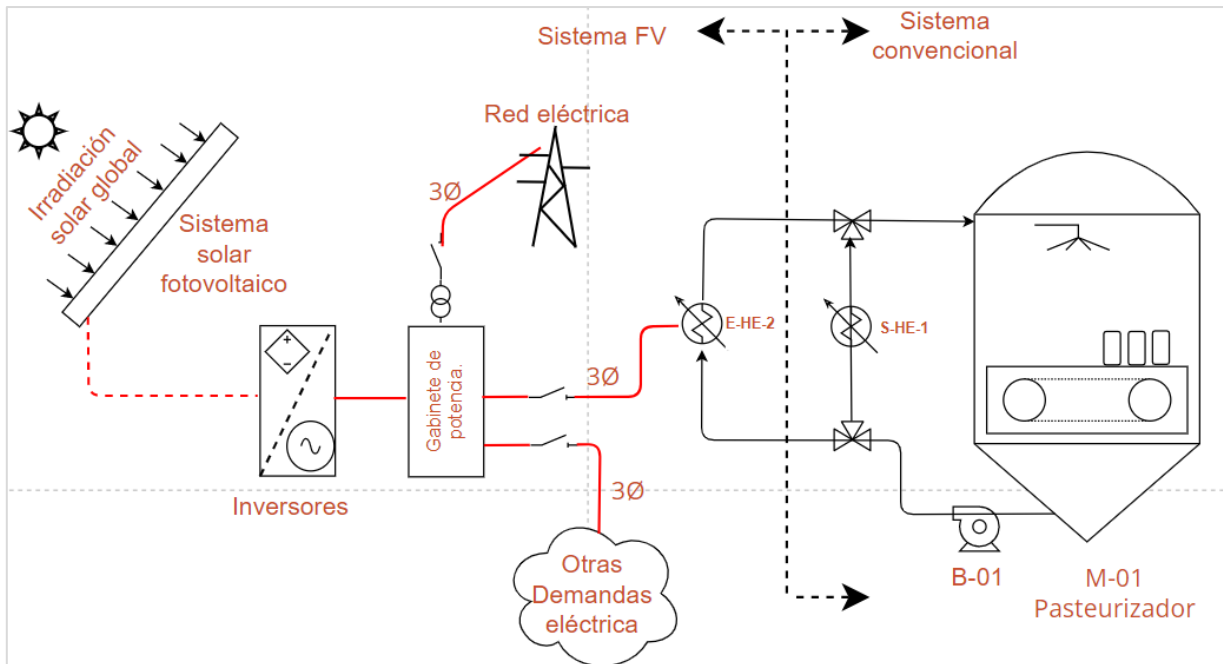


Figura 29 Esquema del sistema fotovoltaico propuesto. E-HE-1: es un intercambiador de calor existente que funciona con vapor de agua; E-HE-2: Intercambiador de calor eléctrico. Ref.: Elaboración propia.

Entre los criterios a tomar en cuenta para la selección de la tecnología PV son los que se detallan a continuación.

5.5.1. Componentes de una Instalación Fotovoltaica

El buen desempeño de una instalación fotovoltaica típica está directamente relacionado, entre otras cosas, con la adecuada selección de sus componentes principales tales como: tecnología del módulo fotovoltaico, inversores y BOS (*Balance of System*). Con respecto a los módulos fotovoltaicos, dada la tendencia mundial en el desarrollo de los mismo, en este estudio se ha preferido con células con tecnología PERC (*Pasivated Emitter Rear Cell*), célula partida (*Half Cell*, HC) y con múltiples barras de conexiones (*multi bus bar*, MBB), de una potencia igual o superior a 500 Wp, por encima de las tecnologías convencionales como mono o policristalina convencionales. En la Figura 30 se presenta un comparativo de cuatro de las tecnologías antes citadas cuyas principales características son las listadas en la Tabla 12.

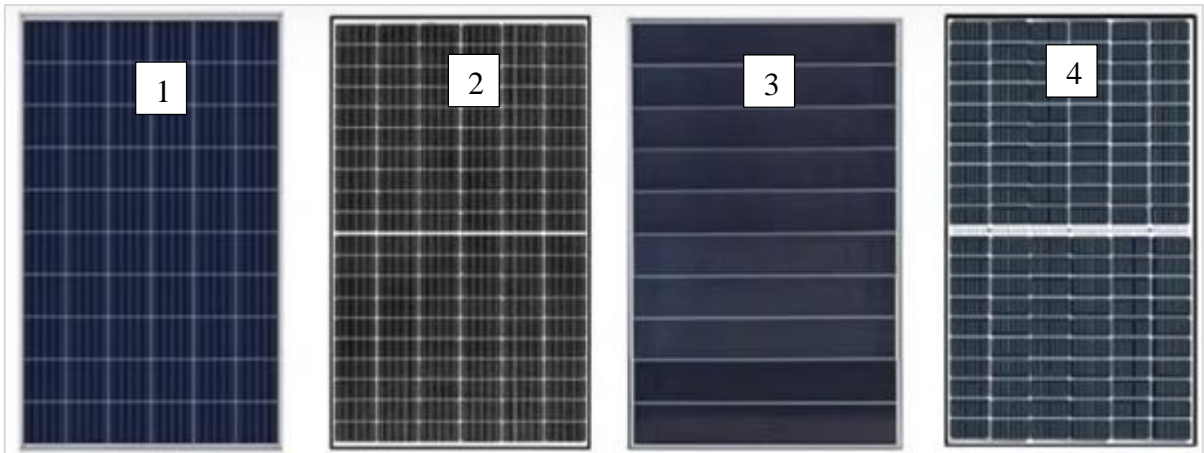


Figura 30 Tecnologías de módulos PV disponibles en el mercado: 1) Poli cristalino (convencional); 2) Mono PERC de célula partida; 3) SHINGLED Mono PERC y 4) Mono PERC Half Cell MBB M10 o M12.

Para complementar las características técnicas de cada tecnología, en la Tabla 12 se muestran los parámetros principales de cada una, entre estos está el costo específico por vatio pico.

Tabla 12 Tabla comparativa de las diferentes tecnologías de módulo PV en el mercado. Ref.: elaboración propia

Tecnología	Poli cristalino	Mono PERC HALF CELL	SHINGLED Mono PERC	Mono PERC, HALF CELL MBB, M12
Tipo de Silicio	P	P	P	P
Potencia [Wp]	280	370	325	520
Eff.	16-17%	18-20%	19-20.5%	19-20.58%
C.Temp.	-0.4	-0.35	-0.28	-0.28
Degradación a 25 años.	20%	15-18%	12.50%	15-18%
Costo (€/W)	0.33	0.35	0.43	0.29

*Costo a marzo de 2021.

Con base a la Tabla 12, se seleccionó el módulo modelo “[TR JKM505-525M-7TL4-TV-D4](#)” del reconocido fabricante JINKO Solar, dado que éste tiene buena eficiencia ante la temperatura de célula (bajo coeficiente de pérdidas por temperatura), baja degradación, buen comportamiento ante sombras y bajo costo específico del vatio pico.

5.5.2. Inversores DC/AC Para Conexión a Red

La energía de corriente directa proveniente de los módulos fotovoltaicos será convertida en corriente alterna a través de un grupo de inversores para conexión a red de tipo “*String*”, adicionalmente, estos dispositivos tendrán la función de control acoplamiento del generador FV a la red de distribución local, así como entregar parámetros para el monitoreo del sistema.

Es preferible seleccionar inversores que cumplan los requisitos del STD IEEE 519 para el control de armónicos en sistemas de energía eléctrica en función de la impedancia de la red en el punto de conexión. Además, es recomendable seleccionar fabricantes que posean por lo menos 15 años de experiencia en el desarrollo de tecnología de inversores.

5.5.2.1. Requerimientos de dimensionamiento inversores para el SFV

- Trifásico a 60 Hz; potencia AC entre 40 y 60 kW, voltaje de salida AC de 240V en delta.
- Desconexión por alta / baja frecuencia, + 1 Hz; sobre voltaje / bajo voltaje entre 80% y 106% del nominal.
- Factor de sobredimensionamiento [kWp/kW]: >1.15,
- Entradas MPPT: >2,
- Anti-isla y con protecciones eléctricas en DC y AC,
- Eficiencia mayor o igual que 98.5%.

De acuerdo con los criterios y parámetros de dimensionamiento se ha propuesto el inversor marca HUAWEI modelo SUN2000-60KTL-MO de 66kW del cual en la Figura 31 se observa la curva de eficiencia la cual alcanza un máximo de 98.7%.; así como el diagrama en bloques respectivo con sus principales elementos internos.

Para la selección del inversor se tuvo la dificultad que el voltaje en puntos de interconexión es a 240V, voltaje al cual la mayoría de los inversores se encuentran con potencias de hasta 25kW. Luego, siendo que la capacidad del SFV es de 1MW se requiere inversores de potencias entre 40 y 60 kW lo cual dificultó la búsqueda; sin embargo, se encontró la aplicación adecuada la

cual presenta entre sus ventajas que el totalmente configurable incluido los parámetros para poner en línea con el voltaje de red.

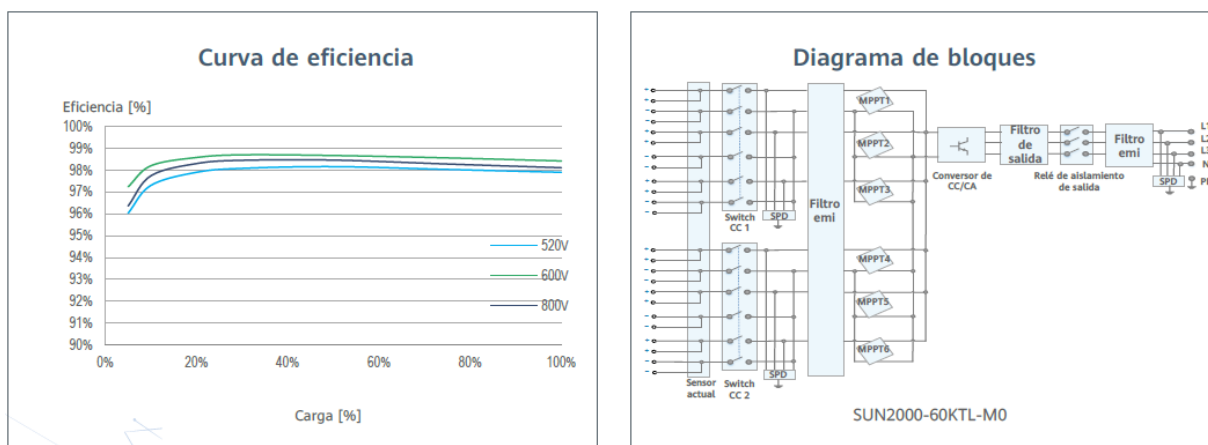


Figura 31 Curva de eficiencia y diagrama en bloques del inversor SUN2000 60 KTL. (ref. HUAWEI, 2023)

5.6. Puntos de interconexión para el sistema solar fotovoltaico.

Se inspeccionó los centros de distribución en bajo voltaje dentro del área en la cual se ha considerado la instalación de todos los sub sistemas SFV seleccionando como primer punto de interconexión un “switch gear” a 240V (LL) 3 Θ en Delta con derivación 120V (LN) y 208V (LN) ”pierna alta” alimentado de las subestaciones SS3 y SS4 ubicado dentro del Edificio 2 (ver diagrama en el ANEXO 3); y como segundo punto de interconexión el cuarto de tableros eléctrico ubicado en el primer nivel en el Edificio Corporativo (ver diagrama en el ANEXO 4) con voltajes en baja tensión de las mismas característica que en el primer punto.

Para la elección de los puntos de interconexión se ha tomado en cuenta los siguientes criterios:

- ✓ Cercanía respecto al área de instalación de todos los SFV; con lo cual se produzca las menores pérdidas por caídas de tensión por distancia en AC.
- ✓ Se requiere cubrir la producción de agua caliente mediante la instalación de calderas eléctricas las cuales sean energizadas en el sector Sur, cuyas características técnicas se detallan en la sección 5.6.1.
- ✓ Debido a capacidad de potencia total del SFV de 1MVA se requiere descentralizar para no saturar y sobre cargar el punto uno de interconexión. En este sentido se prevé separar los inversores del SFV en el Edificio 1 creando un punto dos de interconexión.

5.6.1. Características de la Caldera Eléctrica para ACS

De acuerdo con la propuesta técnica de uso de módulo FV, la demanda térmica podrá ser suplida mediante el uso de calderas eléctricas de tipo industrial cuyo suministro de energía provendrá, principalmente, de la energía eléctrica del generador FV instalado en los techos propuestos en LC. Para este trabajo se seleccionó al fabricante de elementos eléctricos para calefacción y equipo de control marca WATTCO (WATTCO, 2022). Los equipos seleccionados son dos calentadores eléctricos trifásicos para instalación en línea con conexiones bridadas según código ASME de 100 kWe cada uno.

Entre las ventajas identificadas con el uso de estos equipos se listan las siguientes:

- Fácil instalación: tiene su propio “Skid” para montar sobre piso, así como también únicamente necesitará una conexión hidráulica de suministro y retorno de agua, alimentación eléctrica con red de tierra incluida.
- Compacto y limpio (alta densidad de potencia con eficiencia >90%),
- Rápida respuesta ante picos de demanda de energía térmica,
- Al ser en línea no requiere el uso de un depósito acumulador,
- Amplia variedad de materiales compatible con la industria alimenticia
- Fácil integración hidráulica mediante bridas con estándar como ASME B16.5, y
- Constan de muchos sistemas de seguridad.

El uso de las calderas eléctricas está previsto para un horario diurno (entre 7:30 a.m. y 4:30 p.m.), principalmente, donde la energía eléctrica a utilizar sea predominantemente la del generador FV, combinada con la energía del sistema existente de calentamiento por vapor. La proporción del uso de un sistema u otro dependerá de la disponibilidad del recurso solar.

En la Figura 32 se presenta un ejemplo del tipo de caldera como la propuesta para la aplicación en LC.



Figura 32 Ejemplo de calentador eléctrico para calentamiento en línea de agua caliente. Equipo fabricado por la empresa WATTCO, (WATTCO, 2022).

En el apartado 4.5 se estimó la cantidad de energía térmica diaria que demanda el proceso de pasteurización de L2, la cual se estima en $4.4 \text{ MWh}_{\text{th}}$. Dicha demanda térmica de energía puede ser convertida en energía eléctrica asumiendo una eficiencia global de conversión de energía eléctrica a térmica de 0.85. Con el dato anterior, el proceso de pasteurización necesitará un suministro diario de energía equivalente a 5.2 MWh_e .

La cantidad de energía eléctrica estimada representa la demanda de energía de la caldera eléctrica operando continuamente durante un periodo de 24 horas. No obstante, el tiempo en que el sistema FV aportará energía eléctrica se estima en nueve horas, por lo que la demanda de energía de las calderas se reduce a $1,970.74 \text{ kWh}_e/\text{día}$ o $59,121.6 \text{ kWh}_e/\text{mes}$.

El dato anterior es comparado con la producción esperada de los generadores FV montados en techo según simulación efectuada con el software HelioScope en la sección 7.2.1. El resumen de la simulación en cuanto a la producción de energía eléctrica y la comparación de ésta con la demanda esperada de las calderas se presenta en la sección siguiente.

6. Resultados de la Simulación SFV

Empleando el software especializado Helio Scope se pudo estimar la mejor distribución de módulos e inversores según la distribución de área de techo disponible para la instalación de los generadores FV; al mismo tiempo se pudo hacer una simulación de proyección de sombras de los obstáculos más cercanos en el horizonte y su efecto en la generación de energía.

Como se aprecia en la Figura 33 se presenta una visualización considerando la distribución de techos en la planta de producción de ILC, se ha considerado la instalación de subsistemas FV en las áreas de edificio administrativo, L2, L4 y edificio de almacenamiento de producto terminado (CD), como se indica en la Tabla 7.



Figura 33 Distribución de módulos FV sobre cubierta de techos según áreas disponibles. (Ref. Elaboración propia mediante HelioScope, 2022).

De los resultados de la simulación, en la Tabla 13 se presenta el resumen de cantidad de equipos, potencia y energía generada por cada subsistema.

Tabla 13 Resumen de parámetro del sistema FV instalada (ref. Elaboración propia mediante software HelioScope).

Parámetros	Cantidad
Módulo	JKM520M-7TL4-D4
Pot. por módulo	520 Wp
Núm. Módulos	2178
Potencia DC instalada	1,133 kWp
Potencia AC instalada	1.0 MW
Relación DC/AC	1.23
Horas de operación	4633
Irradiancia anual	1954.1 kWh/m ² -año
Producción anual	~1.698 GWh
PR	74 %
kWh/kWp	1499.4

La producción por subsistema se presenta en la Tabla 14 en la cual también se detalla la cantidad de módulos y su orientación respecto al norte (acimut igual a 0°).

Tabla 14 Tabla resumen por cada subsistema instalado en techo de LC, (ref. Elaboración propia mediante software HelioScope).

Techo	Inclinación [°]	Azimuth [°]	Frame	Módulos	Pot. [kWp]
Admón. Sur	7	183	203	203	105.56
L2 Este	7	90	165	165	85.8
L2 Oeste	7	270	124	124	64.48
L4 Este	7	85.5	428	268	139.36
L4 Oeste	7	265	455	222	115.44
CD1-Oeste 1	7	265	245	256	133.12
CD1-Este 1	7	85.5	231	244	126.88
CD1-Oeste 2	7	265	193	174	90.48
CD1-Este 2	7	85.5	210	174	90.48
CD1-Oeste 3	7	265	156	142	73.84
CD1-Este 3	7	85.5	110	118	61.36
CD1-Oeste 4	7	265	102	88	45.76
Total:			2622	2178	1132.56

La gráfica mostrada en la Figura 34 presenta la producción mensual de energía del generador FV respecto a la demanda de la caldera como la propuesta para suplir la demanda diurna de energía. De acuerdo con la gráfica, el generador FV suplirá satisfactoriamente la demanda de energía térmica, inyectando el excedente en la red eléctrica interna de LC.

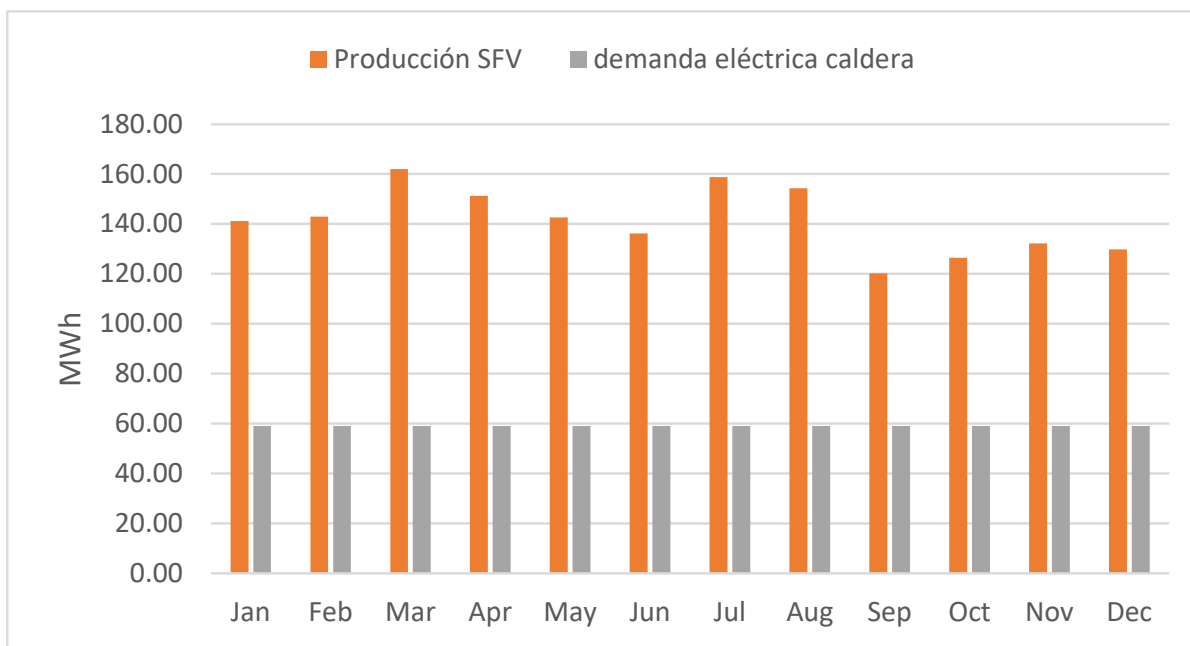


Figura 34 Gráfico comparativo entre la producción de energía de la planta FV (Columnas color naranja) y la demanda eléctrica de la caldera para producción de agua caliente (barras color gris), (ref. elaboración propia con datos de simulación en HelioScope).

Otro dato importante obtenido de la simulación es la cantidad de energía a inyectar a la red interna de LC para autoconsumo. De acuerdo con los datos en la gráfica de la Figura 34 la producción anual del SFV es de 1,698.11 GWh_e al año (ver página 1 en el ANEXO 5).

6.1. Análisis de Resultados

Los resultados de las simulaciones realizadas en *Helio Scope* son presentados en el ANEXO 5 para las áreas sobre techo identificadas en la Tabla 6 con el propósito de explorar el potencial FV que se puede desarrollar en las ubicaciones seleccionadas. Se presenta los resultados de manera sectorizada además de los parámetros Yf (kWh/kWp) de 1,499.4 y Load Ratio de 1.23 entre otros obtenidos los cuales se utilizarán en los cálculos siguientes:

- Edificio Corporativo (Admón. Sur)

En el Edificio Corporativo, el sistema eléctrico se encuentra alimentado desde la acometida CAESS Este, con NIC 5369555 hacia la Subestación 1 Este (ver diagrama en el **ANEXO 4**)

La simulación realizada sobre un área efectiva de 740 m² sobre techo del Edificio Corporativo indica que en esta área cabe un total de 203 MFV con potencia nominal de 520 Wp totalizando una potencia en DC de 105.56 kWp; la cual multiplicando por el Yf de 1,499.4 kWh / kWp (de la simulación en Helio Scope) resulta en una producción anual de energía por el SFV de 158.28 MWh-año. Esta producción representa el 42.67 % del consumo anual de energía eléctrica reportado por la medición de CAESS Este (ver Tabla 2) para el Sector Corporativo el cual es 370.94 MWh-año.

De igual forma dividiendo los 105.6 kWp DC entre 1.23 DC/AC ratio (conocido como Load Ratio) obtenemos 85.85 kW de potencia AC a generar por el SFV sobre techo del Edificio Corporativo la cual representa el 58% de los 147.60 kW de potencia AC promedio suministrada por CAESS para el sector Este.

- Edificios L2, L4 y CD-1

En la nave Línea 2 se encuentra el sistema eléctrico de distribución hacia las naves L2, L4 y CD1. El sistema en mención es alimentado desde las subestaciones SS3 y SS4 por la acometida CAESS Sur con NIC 2500322 cuyos datos de consumo de energía y potencia se presentan en la Tabla 2.

La simulación en este sector fue realizada sobre un área efectiva total de 7,085 m² la cual está compuesta por los techos de Línea 2 con 746 m², Línea 4 con 1,335 m² y CD1 con 3,879 m²; en esta área cabe un total de 1975 MFV con potencia nominal de 520 Wp totalizando una potencia en DC de 1,027 kWp; multiplicando esta potencia por el Yf de 1,499.4 kWh / kWp resulta una producción anual de energía por el SFV de 1,540 MWh-año. Esta producción representa el 26 % del consumo anual de energía eléctrica reportado por la medición de CAESS Sur (ver Tabla 2) para el Sector Sur el cual es 5,909.42 MWh-año.

De igual forma dividiendo los 1,027 kWp DC entre 1.23 DC/AC ratio (conocido como Load Ratio) se obtiene 834.96 kW de potencia AC para el SFV sobre techos en los Edificios L2, L4 y CD1 los cuales representan el 73% de 1,133.37 kW de potencia AC promedio suministrada por CAESS para el sector Sur.

A partir de los cálculos de producción de potencia y energía realizados relativos de cada sector Este y Sur realizamos el consolidado de producción energética para todo el sistema SFV respecto a ambos sectores en mención:

La sumatoria de producción anual del SFV del Edificio Corporativo de 158.28 MWh-año más la producción anual del SFV en Edificios de Línea 2, Línea 4 y Edificio CD1 de 1,539.88 MWh-año resulta en 1,698.16 MWh-año. La sumatoria del consumo anual de energía registrado por CAESS para el sector Este de 370.94 MWh-año más el consumo anual de energía registrado para el sector Sur de 5,909.42 MWh-año resulta en un total de 6,280.36 MWh-año.

De los resultados obtenidos tenemos que la producción anual de energía proyectada a generar por el SFV de 1,698.16 MWh-año representa una aportación total del 27.04% del consumo total registrado para ambos sectores Este y Sur de 6,280.36 MWh-año, lo cual es una muy buena participación energética que además se traducirá en ahorro económico y de emisiones de CO₂ evitadas hacia el medio ambiente.

7. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LAS PROPUESTAS

En los capítulos precedentes se demostró la viabilidad técnica de las propuestas para producción de agua caliente para el proceso de pasteurización o generación de energía eléctrica para autoconsumo, entre las cuales están:

1. Empleo de la tecnología fotovoltaica.
2. Uso de tecnología termo solar con captadores planos de alto rendimiento para producción de agua caliente.
3. Sistema combinado, es decir, una combinación entre tecnología de captadores planos para producción de agua caliente y fotovoltaico para autoconsumo.

La estimación del costo por sistema se presenta en la sección siguiente

7.1. Estimación de Costos

Como paso siguiente para la evaluación económica de cada una de las propuestas se procedió con la estimación del monto de la inversión, para lo cual se emplearon precios unitarios de partes y componentes de la instalación, así como costos estimados de instalación basado en proyectos análogos con similar alcance. El detalle del presupuesto por suministro y montaje es presentado en la Tabla 15

Tabla 15 Estimación de precios correspondiente a la Ingeniería, suministro, instalación de materiales y equipos, puesta en marcha para planta SFV sobre techo en ILC. (Ref.: Elaboración propia).

Ítem	Descripción	Cantidad	Unidad	Precio Unitario (\$)	Subtotal (\$)
1	Trabajos estructurales en techo de edificios	1	sg	\$75,000.0	\$75,000.0
2	Suministro e Instalación de Panel fotovoltaico marca JINKO Solar, modelo TR JKM505-525M-7TL4-TV-D4 520wP	2178	c/u	\$160.0	\$348,480.0
3	Suministro e instalación de estructura metálica para soporte de paneles fotovoltaicos en techo existente (incluye accesorios para fijación de paneles a estructura de soporte y/o accesorios de soporte entre paneles fotovoltaicos)	1	sg	\$77,650.0	\$77,650.0
4	Suministro e instalación de inversor fotovoltaico para conexión a red existente de AC 277/480 V trifásica, marca <i>Huawei SUN2000-60KTL-MO</i>	14	u	\$4,700.0	\$65,800.0
5	Suministro e instalación de materiales para canalizado, cableado, polarización, puesta a tierra y conexionado de sistema de DC	1	sg	\$130,000.0	\$130,000.0
6	Suministro e instalación de materiales para canalizado, cableado, polarización, puesta a tierra y conexionado a red 240Vac existente	1	sg	\$87,000.0	\$87,000.0

Ítem	Descripción	Cantidad	Unidad	Precio Unitario (\$)	Subtotal (\$)
7	Diseño e ingeniería de detalle de sistema solar fotovoltaico en techo existente	1	sg	\$17,000.0	\$17,000.0
8	Configuración, pruebas y puesta en marcha de sistema solar fotovoltaico en techo existente	1	sg	\$20,000.0	\$20,000.0
Monto total de la oferta sin I.V.A.					\$820,930.0

La producción de ACS a partir de un sistema FV se haría a través de una caldera industrial accionada con electricidad. El costo estimado por el suministro, instalación y puesta en operación se detalla en la Tabla 16 y

Tabla 17.

Tabla 16 Detalle de costos de suministro, instalación y montaje de caldera para AHC. Ref. Cotización WATTCO, USA 2022

ítem	Descripción	Cantidad	Unidad	Precio Unitario (\$)	Sub-total (\$)
1	Suministro de caldera para ACS, 200 kWe	1	Unidad	\$27,796.0	\$27,796.0
2	Importación, montaje y pruebas en sitio.	1	S.G.	\$15,000.0	\$15,000.0
Total, Sin I.V.A. (\$)					\$42,796.0

Tabla 17 Estimación de costo de materiales y mano de obra, sistema para ACS con captadores planos de alto vacío (MT-Power del fabricante TVP Solar. (Ref.: Elaboración propia).

ítem	Descripción por subsistema	Unidades	Cantidad	Costo unitario (\$)	Subtotal (\$)
1	Subsistemas de Captación				
	Captador TPV MT-Power	Unidad	610	\$950.0	\$579,500.0
	Tub y Acc para conexión (cobre L, Ø3/4", 1", 1.5" y 2")	Unidad	1	\$4,500.0	\$4,500.0
	Estructura de soporte en techo galvanizada en caliente y pasarelas.	Unidad	1	\$15,000.0	\$15,000.0
2	Subsistemas de Recirculación				
	Bomba Grundfos (5 hp)	Unidad	4	\$3,500.0	\$14,000.0
	Cuadro eléctrico y de control	Unidad	1	\$3,000.0	\$3,000.0
3	Subsistemas de Almacenamiento				
	Depósito acumulador Inoxidable (60 m ³). Incluye la instalación, pruebas operativas y aislamiento.	Unidad	1	\$45,000.0	\$45,000.0
	Tub y Acc en acero inoxidable para conexión con sistema existente (Ø1-1/2" 304).	Unidad	1	\$1,000.0	\$1,000.0
4	Mano de Obra				
	Costo por mano de obra para el montaje de las 16 captadores solares y sistemas hidráulicos con conexión a equipos para hidro termoterapia.	Suma global	1	\$40,000.0	\$40,000.0

ítem	Descripción por subsistema	Unidades	Cantidad	Costo unitario (\$)	Subtotal (\$)
				Total, sin IVA (US\$):	\$702,000.0

7.2. Estimación del Ahorro Económico

7.2.1. Propuesta con Sistema Fotovoltaico

Otro componente importante del análisis en cuestión es la estimación del ahorro o beneficio económico que LC percibirá con la implementación de cada propuesta. Como bien se indicó en la sección 5 de este documento, se elegirá la propuesta con los mejores indicadores económicos y relación beneficio y costo.

Para el sistema FV, el beneficio económico está relacionado en primera instancia con la cantidad de energía eléctrica producida por el generador FV para autoconsumo de la planta, lo cual se traduce en menos energía que se consume de la red de la distribuidora. La cantidad de energía evitada de la red, por el costo de venta de esta, es el ahorro económico que LC percibirá, anualmente, por la implementación de un sistema FV como el propuesto.

Conforme a la energía de salida del generador FV (ver Figura 34) de 1,698.00 MWh/año y el costo de compra de energía en horario resto según el pliego tarifario de (SIGET, 2022), el ahorro por autoconsumo queda de la manera siguiente:

$$AB \left(\frac{US\$}{año} \right) = E_{FV} \left[\frac{MWh}{año} \right] \times C \left[\frac{US\$}{MWh} \right] \quad Ec. 4$$

Donde:

- AB: ahorro bruto de dinero por autoconsumo de energía (US\$/año)
- E_{FV} : Producción neta de energía anual $\left[\frac{MWh}{año} \right]$
- C: Costo de energía en hora resto, $131.603720 \frac{US\$}{MWh}$ según SIGET

Sustituyendo los valores Ec.4 y resolviendo para AB, este queda:

$$AB \left(\frac{US\$}{año} \right) = 1,698.00 \frac{MWh}{año} \times 131.603720 \frac{US\$}{MWh} = 223,463.12 \frac{US\$}{año}$$

El ahorro bruto toma en cuenta la inyección de toda la energía eléctrica generada del sistema FV para autoconsumo de la planta. Sin embargo, si a la demanda eléctrica actual se le agrega la producida por la caldera eléctrica para producción en línea de agua caliente, la demanda incrementa en 59,121.6 kWh_e/mes o 709.46 MWh/año. Al comparar el incremento de la demanda (709.46 MWh/año) con la generación FV (1,698.00 MWh/año), el excedente para autoconsumo eléctrico queda de 988.54 MWh/año. Por lo tanto, el ahorro neto por la autoproducción de energía es la suma del ahorro por excedente (988.54 MWh/año x 131.603720 US\$/MWh = 130,095.54 US\$/año) más el ahorro económico por la cantidad de combustible sustituido por la producción de agua caliente mediante calderas eléctricas en lugar de calderas con HFO#6, cantidad que será determinada en la sección siguiente.

7.2.2. Propuesta con Sistema Termo-solar

Para el caso de los equipos pasteurizadores y como bien se describió anteriormente, la energía que necesitan es esencialmente térmica, la cual proviene del vapor de agua producido a través de calderas pirotubulares. Por lo tanto, el ahorro económico se relacionó con la cantidad equivalente de combustible evitado por el uso de una fuente alternativa de energía como lo es la energía solar.

Para la estimación de la cantidad de combustible consumido en las calderas para producir una determinada cantidad de vapor se empleó método directo del estándar ASME PTC 4-1 (ASME PTC-4-1, 2022) para pruebas de eficiencia en calderas. El método directo o también conocido como “*Input-Output method*”, compara la energía ganada por el agua en su conversión de líquido a vapor con la energía contenida por el combustible que emplea la caldera.

El método directo puede ser representado matemáticamente según la ecuación 5:

$$Eff_{cald} = \frac{\text{Energía agregada al vapor}}{\text{Energía bruta del combustible}} \times 100 \quad Ec.5$$

$$Eff_{cald} = \frac{\dot{m}_{vapor} \times (h_{vapor} - h_{liquido})}{\dot{m}_{comb} * HHV} \times 100$$

Donde:

- Eff_{Cald} Eficiencia de la caldera.
- \dot{m}_{vapor} Cantidad de vapor empleado en el pasteurizado [kg/hr].
- h_{vapor} y $h_{liquido}$ es la entalpía del vapor y líquido en [kJ/kg], respectivamente a una presión, temperatura y calidad determinada.
- \dot{m}_{comb} es el flujo másico de aceite combustible pesado (HFO#6) en [kg/kg].
- HHV poder calorífico superior del combustible [~ 42,479.0 kJ/kg]³.

Por medio de mediciones directas se determinó que la caldera tiene una eficiencia de 81 % y genera vapor saturado a una presión de 6.6 barg. con entalpía de 2555.79 kJ/kg.

El condensado de retorno hacia la caldera ingresa a la misma a una temperatura de 80 °C y presión de 7.5 barg. por lo que su entalpía de líquido comprimido de 335.59 kJ/kg.

Por otro lado, en la Figura 17 se mostró la variación del consumo de vapor hacia la línea dos para un día del año el cual tuvo una variación de flujo entre 620 y 820 kg/hr, haciendo un total de 17,648.0 kg de vapor por día. Empleando este dato como valor promedio e introduciendo dicho valor en la ecuación cinco para luego despejar el consumo de combustible HFO#6, este queda:

$$\dot{m}_{comb} = \frac{(17,648.0 \frac{kg}{día}) \times (2,555.79 \frac{kJ}{kg} - 335.59 \frac{kJ}{kg})}{(81) * (42,479.7 \frac{kJ}{kg})} \times 100 = 1,138.73 \frac{kg \text{ de HFO\#6}}{día}$$

Para estimar el volumen por día de combustible consumido se hizo uso de la densidad medida del HFO#6 (0.98 kg/litro), por lo que el consumo resultante es 1161.97 litros por día.

El resultado del consumo de combustible es para un periodo de 24 horas, no obstante, el sistema termosolar operará durante las horas que los captadores reciban radiación solar, es decir, un promedio de nueve horas en el día, tiempo que podrá ser extendido gracias al almacenamiento

³ <https://vaporparalaindustria.com/calcular-el-coste-de-producir-vapor/>

térmico de agua caliente en el tanque de almacenamiento de 63 m³. Por lo tanto, el ahorro de combustible con base al total queda de la manera siguiente:

$$\dot{V}_{comb(9hr)} = \left(1161.97 \frac{L}{día}\right) \times \left(\frac{9 hr}{24hr}\right) = 435.74 \frac{Litro}{9 hr}$$

Según reportes del costo por el combustible de LC, en dólares estadounidenses (USD), cada litro tiene un costo de entre \$0.35 y \$0.4, por lo tanto, el costo de 435.74 litros de HFO#6 es \$174.3 por día o \$54,031.8 por año, lo anterior asumiendo un horario laboral nueve horas y seis días a la semana.

7.2.3. Propuesta Combinada

Como se detalló al inicio de este capítulo, la propuesta combina implica la instalación de ambas tecnologías (FV y Termo solar) para suplir la demanda de energía según sea el caso.

La instalación de ambas tecnologías implica una redistribución del área total disponible de techos en la cual, parte de los techos (de la nave en la línea dos, ver Figura 33) estará cubierta por los captadores termo solares y el resto por los módulos fotovoltaicos. Consecuentemente, la al restar la potencia pico del techo en la línea dos (150.0 kWp) de la total (1132.56 kWp), la nueva potencia a instalar es de 982.3 kWp, que, en términos de energía, dicha potencia instalada producirá 1,472,860.62 kWh/año de energía para autoconsumo.

En cuanto al ahorro económico de la propuesta tres, esta queda de la manera siguiente:

- Ahorro económico = Ahorro por autoconsumo de EE + ahorro en combustible HFO
- Ahorro económico = (1,472.86 MWh/año x 131.603720 US\$/MWh) + \$54,031.8
- Ahorro económico = 247,865.66 US\$/año

7.2.4. Resumen de la inversión por Propuestas

A continuación, en la Tabla 18 se presenta un cuadro resumen con el detalle de la inversión inicial y los ahorros estimados por cada una de las propuestas de solución analizadas.

Tabla 18 Resumen de inversión inicial e ingresos anuales estimados por propuesta, ref.: Elaboración propia.

Propuesta	Fotovoltaica (FV) (1)		Termo solar	Combinada
	FV (1.1)	Caldera eléctrica (1.2)	(2)	(3)
Inversión inicial (US\$)	\$820,930.0	\$863,726.0	\$ 702,000.0	\$1,438,506.0
Ahorro estimado (US\$/año)	\$223,463.12	\$130,095.54	\$54,031.0	\$247,865.66

Es oportuno aclarar que el costo de la propuesta (1.2) incluye el costo del generador fotovoltaico de 1499.4 kWp (\$820,930.0) más el de la caldera eléctrica de 200 MW_e para ACS (\$27,796.0) y un costo adicional de \$15,000.0 por montaje y pruebas en sitio de la caldera.

Para el caso de la propuesta (3), incluye el costo del generador FV de 982.3 kWp (\$736,530.0) más el costo del sistema termo solar (\$702,000.0).

7.3.Reducción de Emisiones (RE) de CO₂

Con el ahorro en energía eléctrica y térmica procedente de fuentes de energía fósil también se redujo la producción de gases de efecto invernadero (GEI) como el CO₂ cuya tasa de producción está relacionada como la cantidad de energía eléctrica que ya no se comprará a la distribuidora y resulta de la implementación del proyecto multiplicado por un factor de emisión para la electricidad y el combustible fósil desplazado como se muestra a continuación.

7.3.1. Reducción de Emisiones con Propuesta SFV

Las emisiones se calculan con base a la energía eléctrica ahorrada por la implementación del SFV y el factor de emisión de la electricidad a través de la ecuación seis.

$$PE = (ES \times GEF) \quad \text{Ec.6}$$

Donde:

$$PE = \text{Reducción de emisiones de GEI del proyecto en un año en TON CO}_2/\text{año}$$

ES = Energía eléctrica generada por el sistema FV en un año = 1,698.1 MWh/año (Del reporte de producción anual simulado en Helio Scope)

$$GEF = \text{Factor de emisión de energía eléctrica} = 0.544 \text{ TON CO}_2/\text{MWh}$$

Utilizando los datos anteriores en la ecuación 6, la reducción de emisiones propuesta con sistema FV queda:

$$PE = (ES \times GEF) = 1698.1 \left(\frac{\text{MWh}}{\text{año}} \right) \times 0.544 \left(\frac{\text{TONCO}_2}{\text{MW}} \right) = 923.76 \frac{\text{TONCO}_2}{\text{año}}$$

7.3.2. Reducción de Emisiones con Propuesta SFV más Caldera Eléctrica

Las emisiones se calculan igual que en el apartado 7.3.1 con la diferencia que a los 1,698.1 MWh/año de producción total anual por el SFV debe restarse el consumo por el uso de las calderas eléctricas el cual se calcula en 719.39 MWh/año, el ES es ahora la energía eléctrica generada por el SFV disponible para autoconsumo, luego el cálculo del ahorro en emisiones queda:

$$PE = \text{Reducción de emisiones de GEI del proyecto en un año en TON CO}_2/\text{año}$$

ES = Energía eléctrica generada por el SFV para autoconsumo en un año = 978.71 MWh/año

$$GEF = \text{Factor de emisión de energía eléctrica} = 0.544 \text{ TON CO}_2/\text{MWh}$$

Utilizando los datos anteriores en la ecuación 6, la reducción de emisiones propuesta con sistema SFV más el uso de Caldera Eléctrica queda:

$$PE = (ES \times GEF) = 978.71 \left(\frac{\text{MWh}}{\text{año}} \right) \times 0.544 \left(\frac{\text{TONCO}_2}{\text{MW}} \right) = 532.42 \frac{\text{TONCO}_2}{\text{año}}$$

7.3.3. Ahorro de Emisiones Propuesta con Solar Térmica

El ahorro de emisiones con la propuesta solar térmica consiste en calcular la cantidad de combustible HFO#6 evitado como se indica en la ecuación siete.

$$PE = (\dot{m}_{HFO} \times p_{c_{HFO}} \times e_{f_{HFO}}) \dots \text{Ec.7}$$

Donde:

\dot{m}_{HFO} = Flujo másico de HFO ahorrado por el proyecto en un año en kg HFO/año
 expresado como $m_{HFO} = v_{HFO} \times \rho_{HFO}$ Ec.8

ρ_{HFO} = Densidad del HFO estimada en 0.98 kg/lt

p_{CHFO} = Poder Calorífico del HFO estimado en 42.5 MJ/kg

$e_{f_{HFO}}$ = Factor de emisión del HFO calculado en 77.4 TONCO₂/TJ

PE = Ahorro de emisiones con la propuesta solar térmica

El flujo volumétrico de HFO#6 sustituido por el uso de una caldera eléctrica fue calculado en la sección 7.2.2 obteniendo 435.74 lt HFO/9 h diarias; estimando un funcionamiento de 6 días a la semana se tiene 2614.44 lt HFO/semana y un funcionamiento de 50 semanas completas al año tenemos 130722 lt HFO/año.

Luego, haciendo uso de la ecuación ocho, se obtuvo el flujo másico ahorrado en un año:

$$\dot{m}_{HFO} = v_{HFO} \times \rho_{HFO} = 130722 \left(\frac{\text{lt HFO}}{\text{año}} \right) \times 0.98 \left(\frac{\text{kg}}{\text{lt}} \right) = 128107.56 \left(\frac{\text{kg HFO}}{\text{año}} \right)$$

Utilizando los valores anteriores en la ecuación siete, la reducción de emisiones con propuesta termo solar se calcula en:

$$\begin{aligned} PE &= \dot{m}_{HFO} \times p_{CHFO} \times e_{f_{HFO}} \\ &= 128107.56 \left(\frac{\text{kg HFO}}{\text{año}} \right) \times 0.0000424 \left(\frac{\text{TJ}}{\text{kg}} \right) \times 77.4 \left(\frac{\text{TONCO}_2}{\text{TJ}} \right) \end{aligned}$$

$$PE = 421.01 \text{ TON CO}_2/\text{año}$$

7.3.4. Ahorro de Emisiones con la Propuesta Combinada

Como se mencionó en la sección 7.2.3 para esta propuesta el uso de dos tecnologías. SFV y termo solar sugiere una disminución en el área disponible en techo para el SFV, en consecuencia, la energía eléctrica generada para autoconsumo se calcula en 1472.83 MWh/año; luego se tiene los siguientes datos:

PE =Reducción de emisiones de GEI del proyecto en un año en TON CO₂/año

ES =Energía eléctrica generada por el sistema FV en un año = 1472.83 MWh/año

GEF =Factor de emisión de energía eléctrica en el año = 0.544 TON CO₂/MWh

Utilizando los datos anteriores en la ecuación seis presentada anteriormente para en el cálculo del ahorro para el SFV; la reducción de emisiones propuesta con sistema SFV se calcula en:

$$PE = (ES \times GEF) = 1472.83 \left(\frac{MWh}{año} \right) \times 0.544 \left(\frac{TONCO_2}{MW} \right) = 801.22 \frac{TONCO_2}{año}$$

Luego, el ahorro de emisiones con la propuesta combinada $PE_{combinada}$ es la sumatoria de la reducción de emisiones por autoconsumo en un año más la reducción de emisiones por HFO sustituido calculado en la sección 7.3.2 para la propuesta solar térmica quedando:

$$PE_{combinada} = 801.22 \frac{TONCO_2}{año} + 421.01 \frac{TONCO_2}{año}$$

$$PE_{combinada} = 1222.23 \frac{TONCO_2}{año}$$

En la Tabla 19 se presenta el resumen sobre el porcentaje de ahorro en emisiones de CO₂ que corresponde según la tecnología empleada; el cual se ha estimado respecto a la suma del consumo registrado en los sectores CAESS Este y CAESS Sur

Tabla 19 Tabla comparativa del porcentaje del ahorro en emisiones de CO₂ según la tecnología empleada respecto al consumo registrado en los sectores Norte y Este bajo análisis, Ref.: Elaboración propia.

Propuesta	Solar Fotovoltaica (SFV) (1)		Termo Solar	Combinada
	FV (1.1)	SFV+Caldera eléctrica (1.2)	2	3
Ahorro de emisiones de CO₂ en un año (TON CO₂/año)	923.76	532.42	421.032	1222.23
Emisiones generadas por el uso de energía eléctrica en los sectores CAESS SUR y CAESS ESTE	3416.52	3416.52	3416.52	3416.52
porcentaje de ahorro de emisiones según la tecnología a emplear	27.04%	15.58%	12.32%	35.77%

7.3.5. Selección de Propuesta de Solución

Tomando como base el resultado obtenido en los diferentes estudios de factibilidad llevados a cabo para el proyecto, a continuación, se presenta en la Tabla 20 el resumen con el resultado de los indicadores principales para cada propuesta de solución planteada.

Los resultados obtenidos han sido comparados con los valores de referencia que LC emplea para aceptar o rechazar proyectos de inversión (criterios son lineamientos de ejecución de proyectos de gran capital).

Tabla 20 Tabla comparativa con el resultado de los indicadores principales, Ref.: Elaboración propia.

	CA	[1.1]	[1.2]	[2]	[3]
Costo		\$820,930.0	\$863,726.0	\$702,000.0	\$1,438,506.0
TIR (TMAR=14.9 %)	> 18.60%	44.32%	16.95%	10.55%	22.89%
VAN	> \$0.0	\$659,239.73	\$42,202.58	-\$117,262.30	\$284.955.88
Periodo de retorno	< 5 años	2.3 años	5.9 años	9.5	4.4 años
Reducción de emisión de CO ₂ (Ton)	> 1565.68	923.76	532.42	421.01	1222.23
Reducción de emisión de CO ₂ (%)	25%	27.04%	15.58%	12.32%	35.77%

Propuesta: **[1.1]** fotovoltaica; **[1.2]** Fovovoltaica más caldera eléctrica; **[2]** Termosolar y **[3]** Combinada (Fotovoltaica y termosolar, todo en el mismo techo). **CA**: Criterio de aceptación del promotor de proyecto (LC).

Con base a los resultados, la propuesta económicamente más viable es la [1.1] ya que presenta los mejores valores en referencia a los que LC emplea para aceptar o rechazar proyectos de inversión, seguida de la [1.2] y [3].

Para el caso de la propuesta [3], si bien es la que requiere una mayor inversión inicial por la instalación de captadores termo solares de alta eficiencia, ésta es la que permitirá una r contribución con la reducción de emisión de CO₂ impuesta por LC para 2025.

7.4. Marco Normativo y Estándares Aplicables al Estudio

Para el desarrollo del presente estudio se ha considerado las diferentes normativas aplicables, tanto de carácter constructivo, como de carácter regulatorio del Mercado Eléctrico Salvadoreño entre las cuales se tiene:

Norma para Usuarios Finales Productores de Energía Eléctrica con Recursos Renovables conocida como Norma UPR de 2017. De esta norma se extrae textualmente los artículos 8 y 9 los cuales se tomarán como referencia para el análisis.

“Art. 8. Para garantizar que la unidad de generación que un UPR proyecta instalar, tiene por finalidad producir energía eléctrica para su propio consumo ésta deberá cumplir las condiciones siguientes:

- *La capacidad nominal máxima de la unidad a instalar deberá ser menor o igual que la demanda máxima de potencia del suministro al que la unidad suplirá energía; y,*
- *La producción mensual estimada de energía de las unidades a instalar deberá ser menor que el consumo promedio mensual del suministro al que la unidad suplirá la energía.*

Art. 9 Las condiciones estipuladas en el artículo 8 anterior se podrán determinar de la siguiente forma:

Cuando se posean registros históricos de consumo de energía y potencia mayores o iguales a 12 meses, la capacidad máxima que podrá tener a la unidad de generación deberá ser calculada considerando el promedio mensual de los últimos 12 meses registrados correctamente de la demanda de potencia y consumo de energía del suministro”

Hay que mencionar que la potencia nominal, así como la energía proyectada a generar mensualmente con la implementación de este proyecto está por debajo de la potencia y energía demanda de la red eléctrica de distribución lo cual es aceptable bajo el criterio mencionado en los artículos 8 y 9 de la norma UPR.

Por otro lado, está la [Ley de Incentivos Fiscales](#) para el fomento de las Energías Renovables en la Generación de Electricidad tiene por objeto promover la realización de inversiones en

proyectos a partir del uso de fuentes renovables de energía, mediante el aprovechamiento de los recursos hidráulicos, geotérmico, eólico y solar, así como de la biomasa, para la generación de energía eléctrica.

Esta ley especifica los beneficios que gozarán las personas naturales o jurídicas que sean titulares de nuevas inversiones en nuevos proyectos de instalación de centrales para la generación de energía eléctrica, utilizando para ello fuentes renovables de energía.

Dentro de los beneficios principales está la exención, durante los primeros 10 años, de derechos arancelarios a la importación de maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados a la inversión en la construcción y ampliación de las diferentes partes de la central generadora.

Lo anterior contribuye directamente en la mejora en el costo del proyecto, así como adquisición de refacciones necesarias para que el proyecto tenga una vida útil para generar un ahorro significativo, inclusive, extensión de vida del proyecto.

Adicionalmente el proyecto deberá cumplir las normas técnicas siguientes:

- Norma Técnica de Conexiones y Reconexiones Eléctricas en Redes de Distribución de Baja y Media Tensión, con la cual deberá ser conforme la instalación de los nuevos equipos de medición.
- Norma Técnica de Diseño, Seguridad y Operación de las Instalaciones de Distribución Eléctricas.
- La instalación de unidades de generación de tecnología solar fotovoltaica deberá cumplir con el Reglamento de la Ley General de Electricidad por la SIGET (Acuerdo de SIGET 367-E-2017)
- Impuestos Municipales aplicables para construcciones o remodelaciones de inmuebles.

En el caso de la Ley de Medio Ambiente, esta no aplica para el proyecto dado que éste se hará sobre la cubierta de techos y no modifica negativamente la infiltración de agua por impermeabilización de suelos, no se realizará tala de árboles, entre otros aspectos considerados en la ley que obliga a realizar un Estudio de Impacto Ambiental (EsIA).

8. CONCLUSIONES

Con base a los resultados obtenidos en los diferentes análisis técnicos y económicos durante el presente estudio, a continuación, se presentan las siguientes conclusiones:

1. De las propuestas analizadas, la fotovoltaica es la solución que cumple con todos los indicadores económicos de aceptación de un proyecto en LC y por lo tanto económicamente es la más atractiva.
2. La propuesta SFV que utiliza caldera eléctrica permite la producción de calor de proceso a través de la operación de una batería de calderas eléctricas, hidráulicamente conectadas al sistema actual las cuales servirán como equipos principales teniendo como respaldo las calderas a base de combustible fósil.
3. Una alternativa a la propuesta SFV es la combinada (3), la cual consiste en la implementación de un generador FV más un sistema Termo Solar de captadores planos, lo cual presentaría una versatilidad para satisfacer necesidades energéticas en forma de electricidad y calor, y cuya arquitectura guarda semejanzas con el SFV en el aspecto constructivo y de mantenimiento.
4. El uso de captadores de alta eficiencia como los PVT en la propuesta combinada permitiría un uso óptimo de la superficie de techo real disponible; así como también, producir el agua a mayor temperatura (>90 °C) a una buena eficiencia térmica, que al mismo tiempo permitirá tener un menor volumen de almacenamiento de agua para mezcla con agua fresca para su uso en los puntos de consumo.
5. La implementación de un sistema termo solar para producción de agua caliente para proceso implicaría un sistema de monitoreo y control más complejo, lo cual puede incrementar los costos de forma significativa.
6. De acuerdo con el análisis de reducción de emisiones de CO₂ resumidos en la Tabla 19, se observa que el uso de tecnologías de SFV y sistema Combinado son los que más reducciones de CO₂ retribuyen.
7. El análisis energético del SFV realizado al final de la sección 6.1 indica que el aporte en producción energética por el SFV representa el 27.04% del consumo total cuantificado entre ambos sectores Este y Sur, lo cual es un muy buen aporte energético el cual implica

un considerable ahorro energético y económico en la facturación comercial, como en emisiones de CO2 evitadas al medio ambiente.

8. De acuerdo con los resultados de producción de energía y potencia eléctrica obtenidos en la sección 6.1, se observa que el sistema SFV propuesto cumple con los literales a y b del artículo 8 de la norma UPR, declarados en el marco normativo (sección 7.4) por lo que es factible su instalación e interconexión eléctrica con la red.
9. De los resultados obtenidos en la sección 5.1 el área aprovechable sobre techos es un 74.72% del área total de techos considerados, lo cual indica una buena optimización en cuanto al uso de la mayor cantidad de área disponible garantizando espacio disponible para actividades de mantenimiento.

9. RECOMENDACIONES

De acuerdo con los resultados obtenidos y dificultades observadas a lo largo del desarrollo del estudio, se presentan las recomendaciones siguientes:

1. Se recomienda hacer una evaluación estructural de los techos seleccionados como potenciales para montar el sistema SFV o termo solar, la cual deberá confirmar la capacidad de soporte de carga adicional sobre las cubiertas de techo, así como recomendaciones técnicas pertinentes que permitan la instalación segura de captadores o módulos solares.
2. Para la cuantificación del consumo energético se recomienda utilizar:
 - a. Instalación de equipo de medición de variables eléctricas como analizador de calidad de energía e instalación de instrumentos para medición de presión, temperatura y flujo en los distintos puntos de interés; luego realizar un registro y almacenamiento de potencia y energía el cual permitirá una mejor interpretación de los resultados.
 - b. Utilizar los registros más completos posibles de energía y potencia eléctrica de la medición comercial de los cuales se disponga; así como realizar la caracterización de las cargas existentes en el área de interés.

Ambas alternativas son de mucha utilidad para dimensionar el consumo energético y definir los límites de generación que no se deberá sobrepasar de acuerdo con lo establecido por la regulación aplicable al proyecto.

3. Los puntos factibles para la conexión e inyección de la energía eléctrica generada deben procurarse siempre dentro del área de ubicación de puntos de interés para el consumo de energía térmica; de igual forma los análisis deben guardar integridad en cuanto a caracterizar las zonas de producción de energía y consumos; deben realizarse dentro de un área determinada.
4. Se debe poner énfasis en el nivel y configuración en bajo voltaje a fin de seleccionar el voltaje adecuado de salida de inversores. Es importante para selección del inversor poner atención tanto a los criterios generales como la potencia que generará el SFV, voltaje de

red y características físicas en puntos de conexión, así como requerimientos de calidad y técnicos, a fin de elegir el perfil más idóneo.

5. El presente estudio es puramente investigativo y entrega información muy valiosa la cual se espera sirva de insumo técnico para un abordar una etapa de implementación. Para la continuidad de este estudio se recomienda inicialmente la integración de un grupo multidisciplinario de trabajo que cubra todas las aristas como la financiera, comercial, técnica, administrativa, legal, medio ambiente, con el objetivo de crear un perfil de proyecto que contenga los términos de referencia a través de los cuales se estipule el alcance, las directrices y parámetros a dar cumplimiento; además que tenga la habilidad de analizar la factibilidad técnica económica de dicho perfil; y por último que produzca las bases de licitación necesarias para la ejecución del proyecto.

10. BIBLIOGRAFÍA

Referencias

ASME PTC-4-1, B. E. (14 de Junio de 2022). *fdocumento.net*. Obtenido de <https://fdocuments.net/document/asme-ptc4-1-boiler-efficiency-test.html?page=2>

CNE. (13 de Julio de 2022). *Consejo Nacional de Energía*. Obtenido de <http://energiasrenovables.cne.gob.sv/index.php/2021/02/11/procedimiento-de-calificacion-del-proyecto-para-el-goce-de-los-beneficios-e-incentivos-fiscales/>

Constancia, I. L. (2010). San Salvador, El Salvador.

Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (2013). *Solar Engineering of Thermal Processes*. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc.

Laughton, C. (2010). *Solar Domestic Water Heating*. UK: Frank Jackson.

NSRDB. (17 de Abril de 2022). *National Solar Radiation Database*. Obtenido de https://maps.nrel.gov/nsrdb-viewer/?aL=x8CI3i%255Bv%255D%3Dt%26Jea8x6%255Bv%255D%3Dt%26Jea8x6%255Bd%255D%3D1%26VRLt_G%255Bv%255D%3Dt%26VRLt_G%255Bd%255D%3D2%26mcQtmw%255Bv%255D%3Dt%26mcQtmw%255Bd%255D%3D3&bL=clight&cE=0&IR=0&mC=4.740675384778373%2C22.8515

Power, I. (13 de Abril de 2022). Obtenido de <https://inventivepower.com.mx/solucion-energia-solar/>

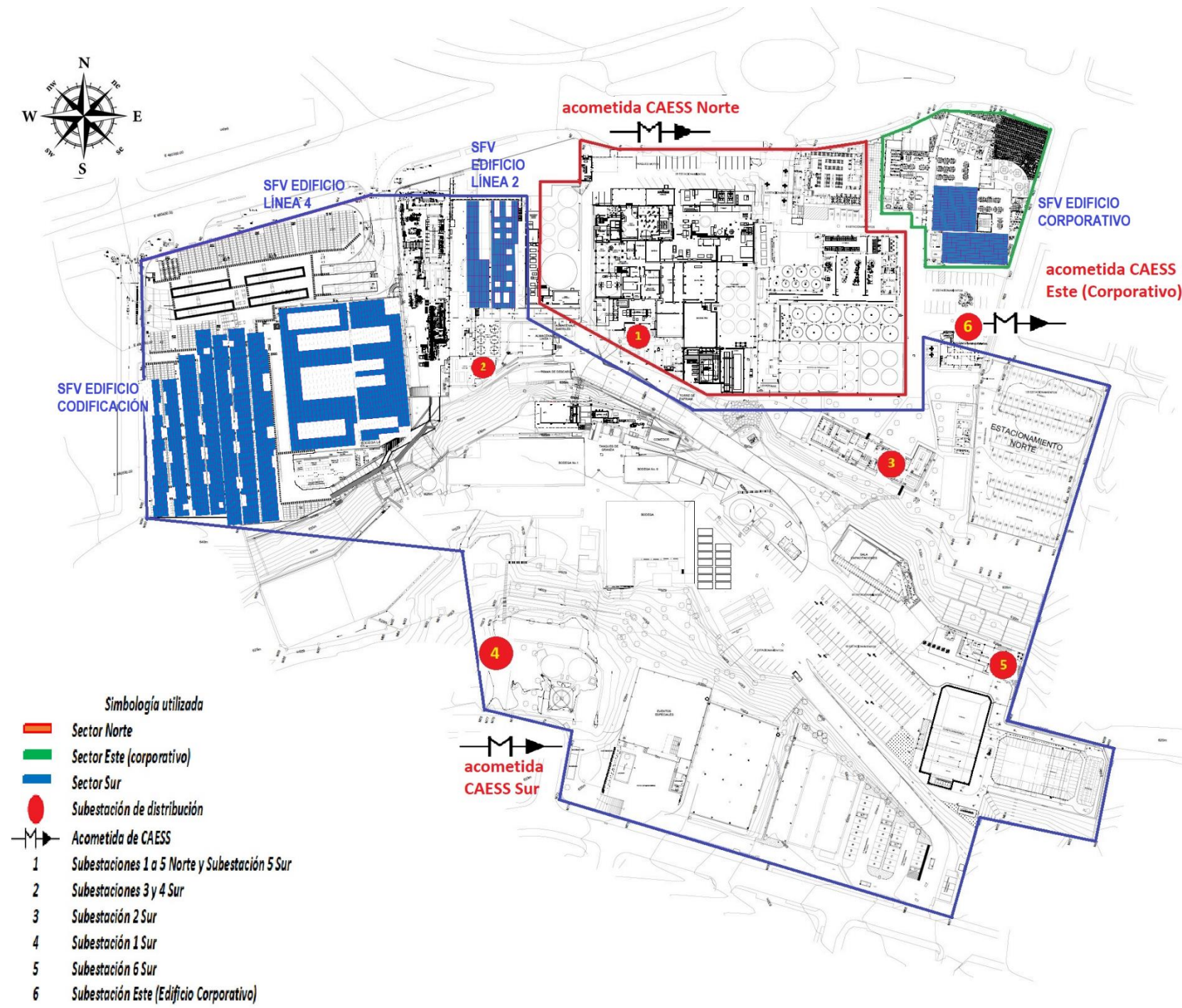
SIGET. (15 de Junio de 2022). *Precios de la energía a Trasladar a Tarifas Vigentes desde el 15 de abril hasta 14 de julio de 2022*. Obtenido de <https://www.siget.gob.sv/wp-content/plugins/download-manager/viewer/viewer.php?dl=https://www.siget.gob.sv/wp-content/uploads/download-manager-files/Precios%20de%20Energ%C3%ADa%20%20Abril%202022.pdf>

TVP Solar. (13 de Abril de 2022). Obtenido de TVP Solar: www.tvpsolar.com

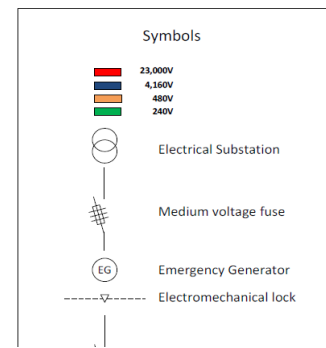
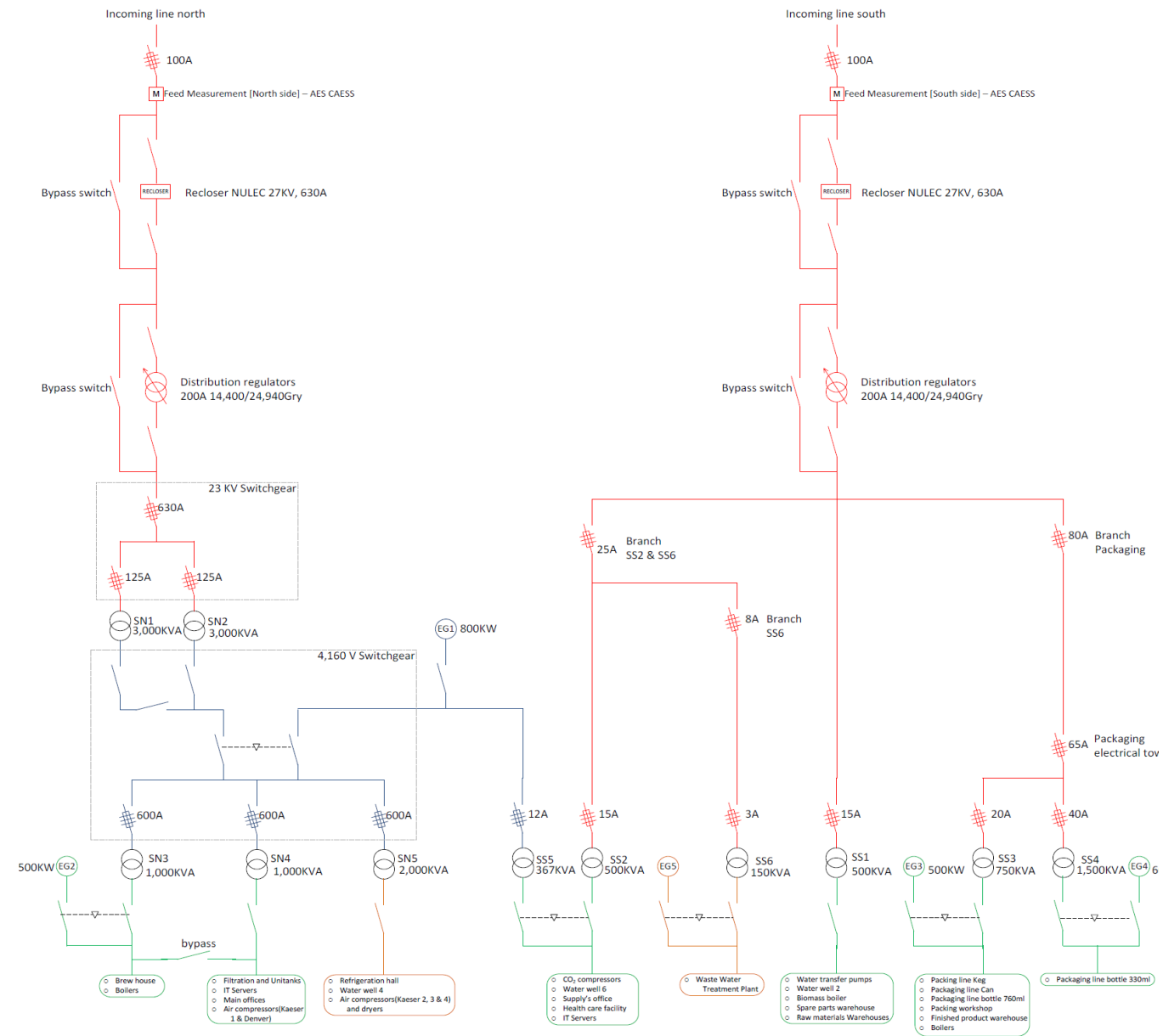
WATTCO. (15 de 05 de 2022). *WATTCO, Manufacturer of electric Elements and Controls*.
Obtenido de https://www.wattco.com/product_category/inline-heaters/

11. ANEXOS

ANEXO 1 LAYOUT DE SUMINISTRO ELÉCTRICO CAESS Y DISTRIBUCIÓN DE SISTEMA FOTOVOLTAICO SOBRE TECHO EN PLANTA DE PRODUCCIÓN.

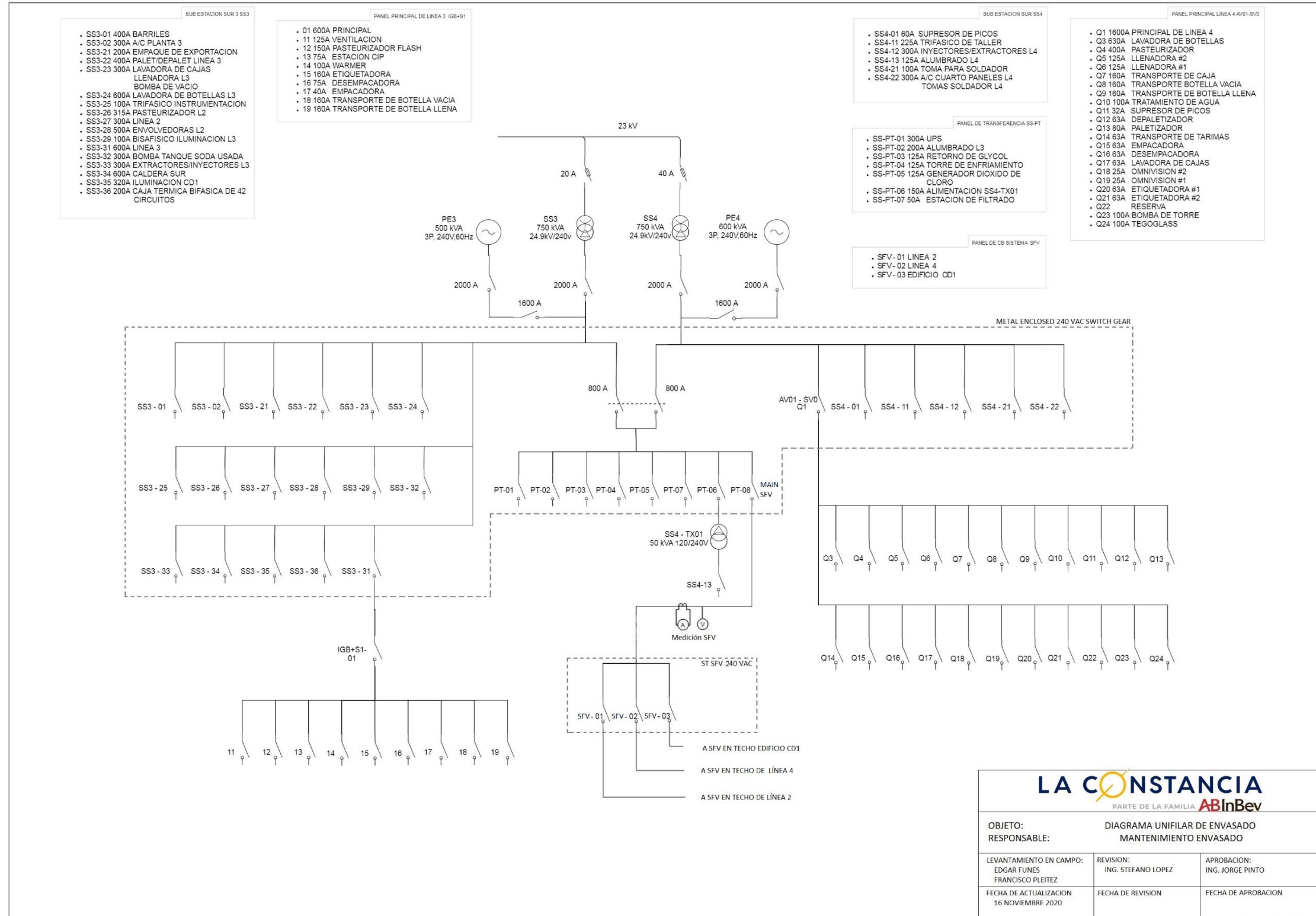


ANEXO 2 SISTEMA ELÉCTRICO EN PLANTA DE PRODUCCIÓN ILC, ESQUEMA ELÉCTRICO UNIFILAR DE SECTORES NORTE Y SUR



Name	Cooled by	Type	Units number	Capacity	Total capacity	voltage
SN1 North Substation #1	Oil	Three-phase power transformer	1	3,000KVA	3,000KVA	23,000V to 4,160V
SN2 North Substation #2	Oil	Three-phase power transformer	1	3,000KVA	3,000KVA	23,000V to 4,160V
SN3 North Substation #3	Oil	Monophasic transformer	3	333KVA	1,000KVA	4,160V to 240V
SN4 North Substation #4	Oil	Monophasic transformer	3	333KVA	1,000KVA	4,160V to 240V
SN5 North Substation #5	Oil	Three-phase Padmount transformer	1	2,000KVA	2,000KVA	4,160V to 480V
SS1 South Substation #1	Oil	Monophasic transformer	3	167KVA	500KVA	23,000V to 240V
SS2 South Substation #2	Oil	Monophasic transformer	3	167KVA	500KVA	23,000V to 240V
SS3 South Substation #3	Oil	Monophasic transformer	3	250KVA	750KVA	23,000V to 240V
SS4 South Substation #4	Oil	Monophasic transformer	3	500KVA	1,500KVA	23,000V to 240V
SS5 South Substation #5	Oil	Monophasic transformer	3	2-100KVA & 1 - 167 KVA	367KVA	4,160V to 240V
SS6 South Substation #6	Oil	Monophasic transformer	3	50 KVA	150KVA	23,000V to 480V

ANEXO 3 PUNTO NÚMERO UNO DE INTERCONEXIÓN (SWITCH GEAR EN BAJA TENSIÓN ALIMENTADO POR LAS SUBESTACIONES 3 Y 4 SUR) UBICADO DENTRO DEL EDIFICIO 2; PARA EL SFV SOBRE TECHOS EN LÍNEA 2, LÍNEA 4 Y CD1 EN EL SECTOR SUR



LA CONSTANCIA
PARTE DE LA FAMILIA **ABInBev**

OBJETO:	DIAGRAMA UNIFILAR DE ENVASADO	
RESPONSABLE:	MANTENIMIENTO ENVASADO	
LEVANTAMIENTO EN CAMPO:	REVISION:	APROBACION:
EDGAR FUNES FRANCISCO PLEITEZ	ING. STEFANO LOPEZ	ING. JORGE PINTO
FECHA DE ACTUALIZACION 16 NOVIEMBRE 2020	FECHA DE REVISION	FECHA DE APROBACION

ANEXO 4 SUBESTACIÓN 1 ESTE Y SISTEMA ELECTRICO DE DISTRIBUCIÓN EN EDIFICIO CORPORATIVO; PUNTO NUMERO DOS DE INTERCONEXIÓN PARA EL SISTEMA SFV SOBRE TECHO EN ESTE EDIFICIO.

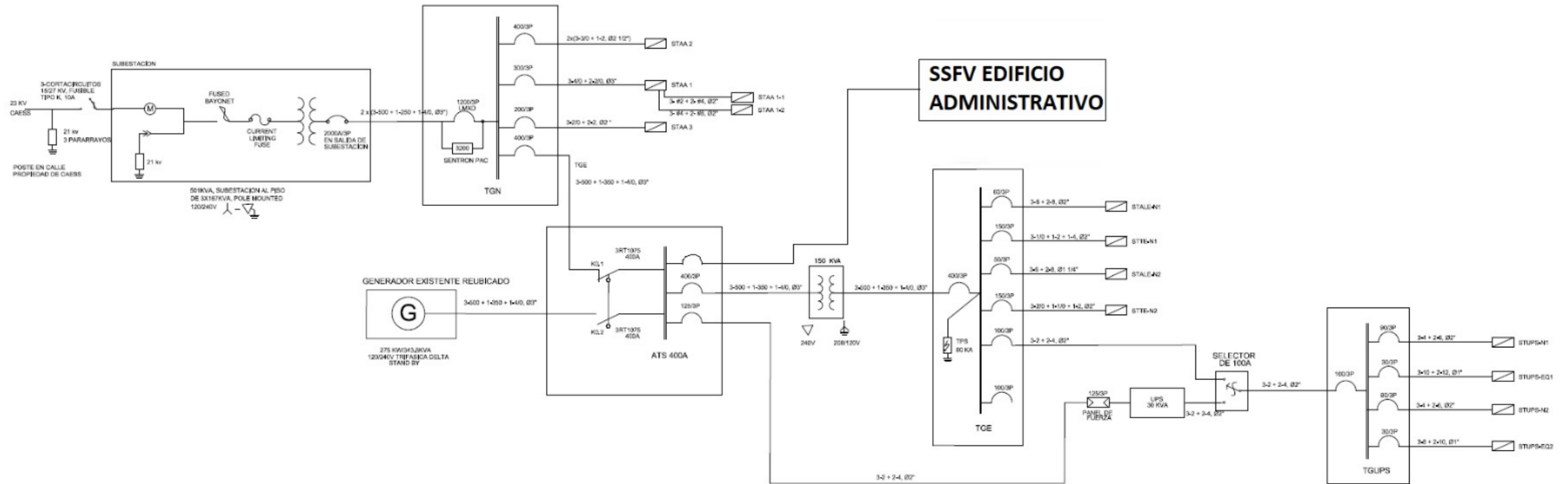
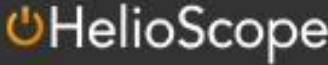


DIAGRAMA UNIFILAR SUBESTACIÓN ESTE

ANEXO 5 SIMULACIÓN DEL SISTEMA SFV EN TECHOS PLANTA DE PRODUCCIÓN ILC REALIZADA EN HELIOSCOPE



Annual Production Report produced by Roberto Saenz

Tesis la constancia, Avenida Independencia #526 San Salvador El Salvador


Report

Project Name	la constancia
Project Address	Avenida Independencia #526 San Salvador El Salvador
Prepared by	Roberto Saenz caso.compliance@hotmail.com

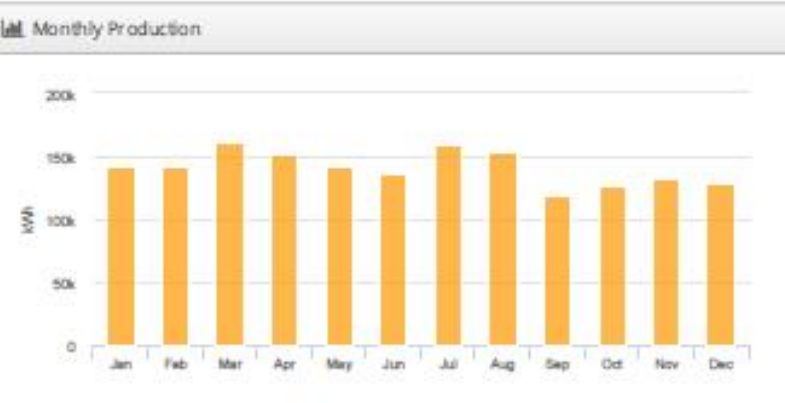
System Metrics

Design	Tesis
Module DC Nameplate	1.13 MW
Inverter AC Nameplate	924.0 kW Load Ratio: 1.23
Annual Production	1,698 GWh
Performance Ratio	74.0%
kWh/kWp	1,499.4
Weather Dataset	TMY, 10km Grid, meteonorm/suny high resolution (meteonorm)
Simulator Version	950caabb9b-26a85837b8-569106be68-9537707e1

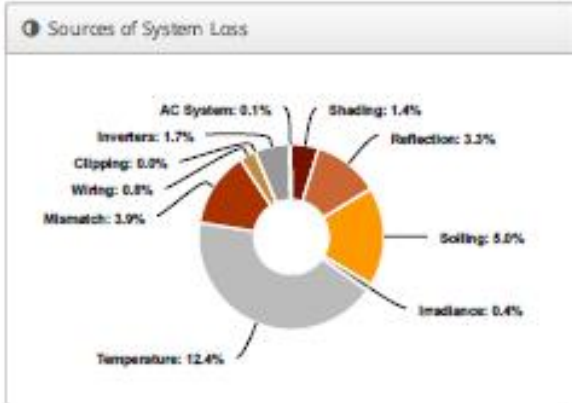
Project Location




Monthly Production



Sources of System Loss





Annual Production Report produced by Roberto Saenz

Annual Production

Description	Output	% Delta
Annual Global Horizontal Irradiance	2,024.9	
POA Irradiance	2,026.5	0.1%
Shaded Irradiance	1,998.3	-1.4%
Irradiance after Reflection	1,931.5	-3.3%
Irradiance after Soiling	1,834.9	-5.0%
Total Collector Irradiance	1,834.9	0.0%
Nameplate	2,078,095.7	
Output at Irradiance Levels	2,070,744.4	-0.4%
Output at Cell Temperature Derate	1,814,365.0	-12.4%
Output After Mismatch	1,744,420.5	-3.9%
Optimal DC Output	1,730,354.7	-0.8%
Constrained DC Output	1,730,165.5	0.0%
Inverter Output	1,700,108.8	-1.7%
Energy to Grid	1,698,105.6	-0.1%

Temperature Metrics

Avg. Operating Ambient Temp	27.0 °C
Avg. Operating Cell Temp	46.7 °C

Simulation Metrics

Operating Hours	4633
Solved Hours	4633

Condition Set

Description	Condition Set 1																								
Weather Dataset	TMY, 10km Grid, meteonorm/suny high resolution (meteonorm)																								
Solar Angle Location	Meteo Lat/Lng																								
Transposition Model	Perez Model																								
Temperature Model	Sandia Model																								
Temperature Model Parameters	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr><th>Rack Type</th><th>a</th><th>b</th><th>Temperature Delta</th></tr> </thead> <tbody> <tr><td>Fixed Tilt</td><td>-3.56</td><td>-0.075</td><td>3°C</td></tr> <tr><td>Flush Mount</td><td>-2.81</td><td>-0.0465</td><td>0°C</td></tr> <tr><td>East/West</td><td>-3.56</td><td>-0.075</td><td>3°C</td></tr> <tr><td>Carport</td><td>-3.56</td><td>-0.075</td><td>3°C</td></tr> </tbody> </table>	Rack Type	a	b	Temperature Delta	Fixed Tilt	-3.56	-0.075	3°C	Flush Mount	-2.81	-0.0465	0°C	East/West	-3.56	-0.075	3°C	Carport	-3.56	-0.075	3°C				
Rack Type	a	b	Temperature Delta																						
Fixed Tilt	-3.56	-0.075	3°C																						
Flush Mount	-2.81	-0.0465	0°C																						
East/West	-3.56	-0.075	3°C																						
Carport	-3.56	-0.075	3°C																						
Soiling (%)	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr><th>J</th><th>F</th><th>M</th><th>A</th><th>M</th><th>J</th><th>J</th><th>A</th><th>S</th><th>O</th><th>N</th><th>D</th></tr> </thead> <tbody> <tr><td>5</td><td>5</td><td>5</td><td>5</td><td>5</td><td>5</td><td>5</td><td>5</td><td>5</td><td>5</td><td>5</td><td>5</td></tr> </tbody> </table>	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D														
5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5														
Irradiation Variance	5%																								
Cell Temperature Spread	4° C																								
Module Binning Range	-2.5% to 2.5%																								
AC System Derate	0.50%																								
Module Characterizations	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr><th>Module</th><th>Uploaded By</th><th>Characterization</th></tr> </thead> <tbody> <tr><td>JINKO520M-7TL4-TV-D4-EN (2020) (Jinko)</td><td>HelioScope</td><td>Spec Sheet Characterization, PAN</td></tr> </tbody> </table>	Module	Uploaded By	Characterization	JINKO520M-7TL4-TV-D4-EN (2020) (Jinko)	HelioScope	Spec Sheet Characterization, PAN																		
Module	Uploaded By	Characterization																							
JINKO520M-7TL4-TV-D4-EN (2020) (Jinko)	HelioScope	Spec Sheet Characterization, PAN																							
Component Characterizations	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr><th>Device</th><th>Uploaded By</th><th>Characterization</th></tr> </thead> <tbody> <tr><td>SUN2000-60KTL-M0 (400)(66kW) (Delta Energy)</td><td>HelioScope</td><td>Default Characterization</td></tr> </tbody> </table>	Device	Uploaded By	Characterization	SUN2000-60KTL-M0 (400)(66kW) (Delta Energy)	HelioScope	Default Characterization																		
Device	Uploaded By	Characterization																							
SUN2000-60KTL-M0 (400)(66kW) (Delta Energy)	HelioScope	Default Characterization																							

Components

Component	Name	Count
Inverters	SUN2000-60KTL-M0 (400)(66kW) (Delta Energy)	14 (924.0 kW)
AC Home Runs	1000 MCM (Aluminum)	14 (6,825.5 m)
Strings	10 AWG (Copper)	126 (12,611.6 m)
Module	Jinko , JINKO520M-7TL4-TV-D4-EN (2020) (S20W)	2,178 (1.13 MW)

Wiring Zones			
Description	Combiner Poles	String Size	Stringing Strategy
Wiring Zone	-	5-19	Along Racking

Field Segments									
Description	Racking	Orientation	Tilt	Azimuth	Intrarow Spacing	Frame Size	Frames	Modules	Power
Admón Sur	Fixed Tilt	Landscape (Horizontal)	15°	183°	0.0 m	1x1	203	203	105.6 kW
L2 Este	Flush Mount	Landscape (Horizontal)	15°	90°	0.0 m	1x1	165	165	85.8 kW
L2 Oeste	Flush Mount	Landscape (Horizontal)	15°	270°	0.0 m	1x1	124	124	64.5 kW
L4 Este	Flush Mount	Landscape (Horizontal)	7°	86.5°	0.0 m	1x1	268	268	139.4 kW
L4 Oeste	Flush Mount	Landscape (Horizontal)	7°	266°	0.0 m	1x1	222	222	115.4 kW
CD1-Oeste 1	Flush Mount	Landscape (Horizontal)	7°	266°	0.0 m	1x1	256	256	133.1 kW
CD1-Oeste 2	Flush Mount	Landscape (Horizontal)	7°	266°	0.0 m	1x1	174	174	90.5 kW
CD1-Oeste 3	Flush Mount	Landscape (Horizontal)	7°	266°	0.0 m	1x1	142	142	73.8 kW
CD1-Oeste 4	Flush Mount	Landscape (Horizontal)	7°	266°	0.0 m	1x1	88	88	45.8 kW
CD1-Este 1	Flush Mount	Landscape (Horizontal)	7°	86°	0.0 m	1x1	244	244	126.9 kW
CD1-Este 2	Flush Mount	Landscape (Horizontal)	7°	86°	0.0 m	1x1	174	174	90.5 kW
CD1-Este 3	Flush Mount	Landscape (Horizontal)	7°	86°	0.0 m	1x1	118	118	61.4 kW

