



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA CENTROAMERICANA

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

PRÁCTICA PROFESIONAL

**ESTUDIO DE COSTO BENEFICIO PARA INSTALACIÓN DE GENERACIÓN SOLAR-
FOTOVOLTAICA EN PLANTA ENERSA**

PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO

INGENIERO EN ENERGÍA

PRESENTADO POR:

61441407

ABNER SAID RODRÍGUEZ ALONZO

ASESOR: PH.D HÉCTOR VILLATORO

CAMPUS SAN PEDRO SULA;

ABRIL, 2019

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

ESTUDIO DE COSTO BENEFICIO PARA INSTALACIÓN DE GENERACIÓN SOLAR-FOTOVOLTAICA EN PLANTA ENERSA

RESUMEN

ENERSA es una empresa termoeléctrica dedicada a la producción de energía eléctrica. Actualmente, la planta cede un promedio anual de 197,722.47 kWh para cubrir la demanda energética del edificio administrativo. La siguiente investigación es un estudio técnico y económico, donde se analiza el costo-beneficio de la implementación de un sistema solar-fotovoltaico descentralizado en la planta termoeléctrica ENERSA, ubicada en el municipio de Choloma, como una estrategia de diversificación de la matriz energética del edificio administrativo. La investigación tiene un enfoque mixto con un estudio, tanto experimental como no experimental, que abarca un análisis del mercado del suministro de energía actual del edificio administrativo, un análisis técnico detallado, en el cual se dimensiona los elementos del sistema de generación solar-fotovoltaica con el uso de fórmulas con fundamento teórico y simulaciones virtuales, y un análisis económico, que determina la viabilidad del proyecto a través de los parámetros financieros costo nivelado de la energía, valor actual neto, tasa interna de rendimiento e índice costo-beneficio. Los principales resultados obtenidos incluyen un rendimiento específico de producción de energía de 1,374.34 kWh/kWp, un costo nivelado de la energía de 0.05\$/kWh, una tasa interna de retorno del 8.62% y un índice de costo-beneficio de 1.69. Por lo que se concluye que la implementación de un sistema generador solar-fotovoltaico con arreglos descentralizados, en la planta termoeléctrica ENERSA, es viable técnica y económicamente.

Palabras Claves:

Generador solar-fotovoltaico, arreglos descentralizados, rendimiento específico, costo nivelado de la energía, valor actual neto, tasa interna de rendimiento e índice costo-beneficio.

FACULTY OF ENGINEERING AND ARCHITECTURE

STUDY OF COST BENEFIT FOR SOLAR-PHOTOVOLTAIC GENERATION INSTALLATION IN ENERSA PLANT

ABSTRACT

ENERSA is a thermoelectric company dedicated to the production of electrical energy. Currently, the plant yields an annual average of 197,722.47 kWh to cover the energy demand of the administrative building. The following research is a technical and economic study, where it analyzes the cost-benefit of the implementation of a decentralized solar-photovoltaic system in the ENERSA thermoelectric plant, located in the municipality of Choloma, as a strategy of diversification of the energy matrix of the administrative building. The research has a mixed approach with a study, both experimental and non-experimental, covering an analysis of the current energy supply market of the administrative building, a detailed technical analysis, in which the elements of the solar-photovoltaic generation system are dimensioned with the use of formulas with theoretical foundation and virtual simulations, and an economic analysis, which determines the viability of the project through the financial parameters, levelized cost of energy, net present value, internal rate of return and cost-benefit ratio. The main results obtained include a specific energy production yield of 1,374.34 kWh/kWp, a levelized cost of energy of 0.05 \$/kWh, an internal rate of return of 8.62% and a cost-benefit ratio of 1.69. In conclusion, the implementation of a solar-photovoltaic generator system with decentralized arrangements, in the ENERSA thermoelectric plant, is technically and economically viable.

Key Words

Solar-photovoltaic generator, decentralized arrangements, specific performance, level cost of energy, net present value, internal rate of return and cost-benefit ratio.

ÍNDICE DE CONTENIDO

| | |
|---|----|
| I. Introducción..... | 1 |
| II. Marco Contextual..... | 2 |
| 2.1.Generalidades de la Empresa | 2 |
| 2.1.1. Reseña Histórica | 2 |
| 2.1.2. Visión..... | 3 |
| 2.1.3. Certificación Internacional..... | 3 |
| 2.2.Descripción del Departamento de Mantenimiento Eléctrico | 3 |
| 2.3.Antecedentes del problema | 4 |
| 2.3.1. Suministro Actual de la Energía Eléctrica del Edificio Administrativo..... | 4 |
| 2.3.2. Consumo de Energía Histórico del Edificio Administrativo | 4 |
| 2.3.3. Costo de la Energía en Edificio Administrativo..... | 5 |
| 2.3.4. Emisiones al Medioambiente con Suministro Actual | 6 |
| 2.4.Planteamiento del Problema..... | 7 |
| 2.5.Justificación | 7 |
| III. Objetivos..... | 8 |
| 3.1.Objetivo General..... | 8 |
| 3.2.Objetivos Específicos | 8 |
| IV. Marco Teórico..... | 9 |
| 4.1.Energía Solar-Fotovoltaica..... | 9 |
| 4.1.1. Efecto Fotovoltaico..... | 9 |
| 4.1.2. Elementos de una Instalación Solar-Fotovoltaica..... | 10 |
| A. Módulo Fotovoltaico..... | 10 |
| B. Inversores..... | 10 |
| C. Cableado | 10 |

| | | |
|--------|--|----|
| D. | Cadena de Módulos..... | 10 |
| E. | Arreglo Solar..... | 11 |
| 4.1.3. | Clasificación de las Instalaciones Fotovoltaicas..... | 11 |
| A. | Clasificación según el Tipo de Arreglo..... | 11 |
| B. | Clasificación según la Conexión del Sistema..... | 12 |
| V. | Metodología..... | 14 |
| 5.1. | Enfoque y Métodos..... | 14 |
| 5.2. | Unidad de Análisis..... | 14 |
| 5.3. | Análisis del Mercado..... | 14 |
| 5.3.1. | Estudio de la Demanda Energética del edificio Administrativo..... | 15 |
| 5.3.2. | Estudio de los Precios..... | 15 |
| 5.4. | Análisis Técnico..... | 16 |
| 5.4.1. | Análisis del Emplazamiento del Sistema de Generación Solar-Fotovoltaico..... | 16 |
| A. | Descripción General de la Instalación Fotovoltaica..... | 16 |
| B. | Ubicación..... | 16 |
| C. | Estructura de los Inmuebles..... | 18 |
| D. | Potencial Solar..... | 19 |
| E. | Punto de Interconexión..... | 21 |
| 5.4.2. | Dimensionamiento de la Instalación Fotovoltaica..... | 23 |
| A. | Selección del Módulos Fotovoltaico..... | 23 |
| B. | Cálculo de la Potencia del Sistema Generador..... | 24 |
| C. | Cálculo de la Potencia de los Inversores..... | 25 |
| D. | Selección de los Inversores..... | 26 |
| 5.4.3. | Configuración de los Módulos Fotovoltaicos..... | 26 |
| A. | Cálculo de Módulos Conectados en Serie..... | 26 |
| B. | Cálculo de Cadenas en Paralelo..... | 28 |
| 5.4.4. | Dimensionamiento del Cableado..... | 29 |
| A. | Selección del Cableado..... | 29 |

| | | |
|--------|---|----|
| B. | Cálculo del Calibre según Máxima Caída de Tensión Admisible | 30 |
| C. | Cálculo del Calibre según Máxima Corriente Admisible..... | 31 |
| D. | Cálculo de Pérdidas Resistiva de Potencia | 32 |
| 5.4.5. | Energía Generada..... | 33 |
| A. | Simulación con PVSyst..... | 33 |
| B. | Proyección de la Energía Generada | 33 |
| C. | Perfil de Energía Generada versus Consumida..... | 33 |
| 5.4.6. | Validación Técnica | 34 |
| A. | Rendimiento Específico..... | 34 |
| B. | Performance Ratio..... | 34 |
| 5.5. | Análisis Económico | 34 |
| 5.5.1. | Consideraciones Financieras..... | 35 |
| A. | Ciclo de Vida del Proyecto..... | 35 |
| B. | Depreciación..... | 35 |
| C. | Método de Financiamiento del Proyecto | 35 |
| D. | Tasa Mínima Aceptable de Retorno..... | 35 |
| 5.5.2. | Costos..... | 35 |
| 5.5.3. | Validación Económica | 36 |
| A. | Costo Nivelado de la Energía | 36 |
| B. | Valor Actual Neto | 37 |
| C. | Tasa Interna de Rendimiento | 37 |
| D. | Índice de Rentabilidad: Costo-Beneficio..... | 38 |
| VI. | Datos y Análisis de Resultados | 39 |
| 6.1. | Análisis del Mercado..... | 39 |
| 6.1.1. | Análisis de la Demanda..... | 39 |
| A. | Demanda Histórica del Edificio Administrativo..... | 39 |
| B. | Perfil de Carga del Edificio Administrativo | 39 |
| C. | Proyección de la Demanda de Energía..... | 41 |

| | | |
|--------|--|----|
| 6.1.2. | Precio de la Energía..... | 41 |
| 6.2. | Análisis Técnico..... | 42 |
| 6.2.1. | Cálculo de la Potencia del Sistema Generador..... | 42 |
| 6.2.2. | Cálculo de la Potencia de los Inversores..... | 43 |
| 6.2.3. | Selección de los Inversores | 43 |
| 6.2.4. | Configuración de los Módulos Fotovoltaicos | 44 |
| 6.2.5. | Dimensionamiento del Cableado | 44 |
| A. | Cálculo del Cableado de Corriente Directa | 45 |
| B. | Cálculo del Cableado de Corriente Alterna | 46 |
| C. | Pérdidas Resistivas de Potencia en Rack de Descarga | 46 |
| D. | Pérdidas Resistivas de Potencia en el Edificio Administrativo..... | 48 |
| 6.2.6. | Producción de Energía..... | 50 |
| A. | Energía Generada en el Primer Año..... | 50 |
| B. | Energía Generada durante 20 Años | 52 |
| C. | Comportamiento de la Demanda versus la Potencia Generada | 53 |
| 6.2.7. | Reducción de las Emisiones..... | 54 |
| 6.2.8. | Validación Técnica | 54 |
| A. | Rendimiento Específico del Sistema | 54 |
| B. | Performance Ratio..... | 55 |
| 6.3. | Análisis Económico | 56 |
| 6.3.1. | Proyección de los Ingresos..... | 56 |
| 6.3.2. | Presupuesto de Inversión Inicial..... | 57 |
| 6.3.3. | Presupuesto de Costos | 57 |
| A. | Costo de la Energía con el Suministro Actual | 57 |
| B. | Costos de la Energía con la Instalación del Sistema de Generación Solar- Fotovoltaico | 58 |
| C. | Comparación de los Costos..... | 58 |
| 6.3.4. | Validación Económica | 59 |
| A. | Periodo de Recuperación..... | 59 |

| | | |
|-------|---|----|
| B. | VAN, TIR y LCOE..... | 60 |
| C. | Índice Costo-Beneficio..... | 61 |
| VII. | Conclusiones | 62 |
| VIII. | Recomendaciones..... | 63 |
| IX. | Bibliografía..... | 64 |
| X. | Anexos..... | 67 |
| 10.1. | Anexo 1: Hoja de Datos de Módulos Fotovoltaicos | 67 |
| 10.2. | Anexo 2: Hoja de Datos de Inversor..... | 69 |
| 10.3. | Anexos 3: Planos Unifilar del Sistema de Generación Solar-Fotovoltaico | 71 |
| 10.4. | Anexo 4: Reporte de Generación de Energía de Arreglo del Rack de Descarga..... | 72 |
| 10.5. | Anexo 5: Reporte de Generación de energía de Arreglo del Edificio Administrativo..... | 74 |
| 10.6. | Anexo 6: Presupuesto de Inversión Inicial Para el Sistema de Generación Solar-Fotovoltaico..... | 76 |
| 10.7. | Anexo 7: Estado de Resultados del Sistema De Generación Solar-Fotovoltaico..... | 77 |
| 10.8. | Anexo 8: Estado de resultados para el Índice de Costo-beneficio del sistema de Generación Solar-Fotovoltaico..... | 81 |

ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|---|----|
| Tabla 1. Valores Mensuales Promedio de Irradiación Solar..... | 19 |
| Tabla 2. Ficha Técnica de Módulo Fotovoltaico | 24 |
| Tabla 3. Intensidades Admisibles en Amperios a Temperatura de 40°C..... | 32 |
| Tabla 4. Resumen de Dimensiones Físicas del Emplazamiento y Módulos Fotovoltaicos | 42 |
| Tabla 5. Resumen de la Capacidad Instalada del Sistema Fotovoltaico..... | 42 |
| Tabla 6. Rangos de Potencia de los Inversores..... | 43 |
| Tabla 7. Resumen de Inversores Seleccionados. | 43 |
| Tabla 8. Número de Módulos Conectados en Serie | 44 |
| Tabla 9. Resumen del Cableado de Corriente Directa | 45 |
| Tabla 10. Resumen del Cableado de Corriente Alterna..... | 46 |
| Tabla 11. Pérdidas de Resistivas en el Cableado de DC del Rack de Descarga..... | 47 |
| Tabla 12. Pérdidas Resistivas en el Cableado de AC del Rack de Descarga | 48 |
| Tabla 13. Pérdidas Resistivas en el Cableado de DC del Edificio Administrativo..... | 49 |
| Tabla 14. Pérdidas Resistivas en el Cableado de AC del Edificio Administrativo..... | 49 |
| Tabla 15. Energía Total Generada en el Primer Año por Sistema Fotovoltaico..... | 52 |
| Tabla 16. Cálculo del Rendimiento Específico de la Intalación..... | 55 |
| Tabla 17. Resumen de Parámetros de Salida del Indicador Costo Beneficio | 61 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figura 1. Consumo de Energía Histórico del Edificio Administrativo..... | 5 |
| Figura 2. Pago Promedio Anual por Energía en Edificio Administrativo..... | 6 |
| Figura 3. Unidad de Análisis..... | 14 |
| Figura 4. Horas Solares Pico Promedio al Mes..... | 20 |
| Figura 5. Perfil de Irradiación Global Anual..... | 21 |
| Figura 6. Perfil de Carga de Edificio Administrativo..... | 39 |
| Figura 7. Perfil de Carga de Día Promedio del Edificio Administrativo..... | 40 |
| Figura 8. Proyección de la Demanda de Energía del Edificio Administrativo..... | 41 |
| Figura 9. Rendimiento Específico por día en Arreglo del Rack de Descarga..... | 50 |
| Figura 10. Rendimiento Específico por día en Arreglo del Edificio Administrativo..... | 51 |
| Figura 11. Energía Mensual Generada en el Primer Año del Sistema Fotovoltaico..... | 51 |
| Figura 12. Proyección de la Energía Generada durante 20 años..... | 52 |
| Figura 13. Perfil de la Demanda versus Potencia Generada Durante Día Típico..... | 53 |
| Figura 14. Reducción de Emisiones Ambientales..... | 54 |
| Figura 15. Performance Ratio del Arreglo del Rack de Descarga..... | 55 |
| Figura 16. Performance Ratio del Arreglo del Edificio Administrativo..... | 56 |
| Figura 17. Ingresos por Venta de Energía Generada a través del Sistema Solar-Fotovoltaico..... | 57 |
| Figura 18. Costo de la Energía con SGSF vs Costo con Suministro Actual..... | 59 |
| Figura 19. Flujos de Efectivo Acumulados del Proyecto Solar-Fotovoltaico..... | 60 |
| Figura 20. Flujos de Ahorro por Implementación de Sistema Generador Solar-Fotovoltaico..... | 61 |

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

| | |
|--|----|
| Ilustración 1. Diagrama de Efecto Fotovoltaico en Placa Semiconductora..... | 9 |
| Ilustración 2. Diagrama de Instalación Fotovoltaica Centralizada | 11 |
| Ilustración 3. Esquema Eléctrico de una Instalación Fotovoltaica Descentralizada | 12 |
| Ilustración 4. Instalación Fotovoltaica Aislada en Zona Rural | 13 |
| Ilustración 5. Diagrama General de Instalación Fotovoltaica con Conexión a Red..... | 13 |
| Ilustración 6. Medidor Ion 8650..... | 15 |
| Ilustración 7. Ubicación de Instalación Fotovoltaica..... | 17 |
| Ilustración 8. Inmueble del Edificio Administrativo | 17 |
| Ilustración 9. Inmueble del Rack de Descarga | 18 |
| Ilustración 10. Diagrama Unifilar de Barra Común de 480V | 21 |
| Ilustración 11. Transformador Seco del Edificio Administrativo..... | 22 |
| Ilustración 12. Panel de Distribución CAP..... | 23 |
| Ilustración 13. Módulo Solar KuDymond | 24 |
| Ilustración 14. Inversor Sunny Tripower | 26 |
| Ilustración 15. Cable Solarflex-X PV1-F..... | 30 |
| Ilustración 16. Cable NYY-J..... | 30 |

I. INTRODUCCIÓN

ENERSA es una empresa dedicada a la producción de energía eléctrica a través generadores de combustión interna, con una capacidad instalada de 259 MW. Actualmente, la planta cede un promedio anual de 197,722.47 kWh para cubrir la demanda energética del edificio administrativo, teniendo una tarifa fija por la energía equivalente a 0.10 \$/kWh. Por lo que, la implementación de un sistema solar-fotovoltaico afectaría positivamente a la reducción de los costos por pago de la energía y a la reducción de gases al ambiente.

El propósito del siguiente informe es determinar el costo-beneficio de una instalación solar-fotovoltaica en la planta termoeléctrica ENERSA, para el suministro de la demanda energética del edificio administrativo. El estudio se realizará con un análisis de mercado, un análisis técnico y un análisis económico para determinar la viabilidad de la implementación de un sistema solar-fotovoltaico descentralizado para autoconsumo. El estudio se realiza para reducir los costos por pago de energía y la reducción de las emisiones ambientales, a través del aprovechamiento del recurso solar con un sistema de generación solar-fotovoltaico.

II. MARCO CONTEXTUAL

2.1. GENERALIDADES DE LA EMPRESA

2.1.1. RESEÑA HISTÓRICA

“La empresa Energía Renovable S.A. de C.V. (ENERSA), fue fundada en noviembre de 2001 con el propósito fundamental de desarrollar, construir, operar y mantener proyectos de energía. La empresa apegada a sus valores y entusiasmo de ser un ente activo en este sector participó en la licitación de 210 MW la cual, después del proceso correspondiente, fue adjudicada la Generación y Suministro en octubre del 2003 mediante un Contrato de Generación y Suministro de Capacidad y Energía de 200 MW por 12 Años suscrito con la Empresa Nacional de Energía Eléctrica, ENEE.” (Cárcamo, 2006)

Luego de la firma de contrato, la planta termoeléctrica ENERSA se llevó a cabo en tres fases. La primera fase constó de 92.5MW, la segunda de 148.0 MW y la tercera de 18.5 MW, para un total de 259 MW de Capacidad Instalada.

La primera fase entró en operación desde el 31 de marzo del 2004 y consistió en la instalación de 5 motores MAN B&W de 18.5 MW. En la segunda fase, se instalaron 8 motores de combustión interna, de 18.5 MW, ampliando la capacidad a 240.5 MW. Para la tercera y última fase estaba planificado la instalación de 2 motores, sin embargo, se instaló 1 motor de combustión interna y se inició el estudio de generación de energía a partir de cogeneración. (Grupo Terra, 2006)

El estudio de cogeneración se hizo realidad en el año 2008, cuando se hicieron las pruebas de comisionamiento y se puso en operación un generador de vapor sobrecalentado. Con los objetivos de recuperar la energía de los desechos de los gases de combustión interna y fomentar el ahorro y cuidado del medioambiente, se instaló un generador WEG de 14.7 MW, significando un 6% de la generación global de la planta. (Grupo Terra, 2006)

Actualmente se firmó el 02 de mayo del 2018 un nuevo contrato entre ENERSA y la compañía estatal ENEE. En este nuevo contrato se celebra el compromiso de generación y suministro de capacidad y energía por parte de ENERSA, en un periodo de 10 años.

2.1.2. VISIÓN

“Ser el grupo empresarial latinoamericano con mayor capacidad de crear valor a través del desarrollo de proyectos diversificados, con énfasis en el sector energético, de manera innovadora, responsable y Sostenible.” (Grupo Terra, s.f.)

2.1.3. CERTIFICACIÓN INTERNACIONAL

La Certificación de ENERSA en el Sistema de Gestión de la Calidad ISO 9001:2000 se obtuvo el día 17 de noviembre del 2006, de parte de la empresa certificadora colombiana, ICONTEC. De esta manera, ENERSA se constituye en la primera empresa de generación de electricidad de Honduras, en obtener el certificado de gestión de la calidad ISO 9001:2000, bajo el eslogan “Con Energía Construimos el Futuro de Honduras”. (Cárcamo, 2006)

2.2. DESCRIPCIÓN DEL DEPARTAMENTO DE MANTENIMIENTO ELÉCTRICO

El departamento de mantenimiento eléctrico se encarga de la realización, supervisión y planificación de mantenimientos predictivos, preventivos y correctivos, y así mismo el desarrollo de proyectos de mejora a las instalaciones, en materia eléctrica.

Dentro de las principales funciones del departamento están:

- El mantenimiento a los equipos eléctricos de la planta.
- El mantenimiento a los equipos e instalaciones de la subestación.
- La supervisión y planificación de mantenimientos eléctricos.
- El diseño y desarrollo de proyectos de mejora a equipos e instalaciones de generación y consumo de energía eléctrica.
- El desarrollo de bitácora de mantenimiento para corrección de fallas eléctricas futuras.
- La evaluación de candidatos para plazas disponibles de técnico eléctrico.

El departamento está compuesto por un sistema jerárquico, seccionado en niveles altos, intermedios y operacionales. El nivel más alto está ocupado por el jefe del Departamento cuyas funciones son planificar, dirigir, coordinar, evaluar y presentar informes sobre las tareas y proyectos realizados por el departamento. El nivel intermedio corresponde a los supervisores y líderes de grupos, encargados de la supervisión, planificación y la puesta en marcha de las tareas

y proyectos del departamento. En el nivel operacional están los técnicos eléctricos que realizan las tareas asignadas por los demás superiores.

2.3. ANTECEDENTES DEL PROBLEMA

2.3.1. SUMINISTRO ACTUAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA DEL EDIFICIO ADMINISTRATIVO

Los generadores principales de la planta ceden un porcentaje del total de energía eléctrica producida con el objetivo de poder alimentar la red de consumo propio, donde se conecta toda la carga de la planta, incluyendo la del edificio administrativo. Por lo tanto, la energía, utilizada para suplir la demanda eléctrica del edificio administrativo, es energía que se deja de inyectar a las líneas de la ENEE.

Actualmente, el suministro de energía eléctrica para el edificio administrativo está cubierto únicamente por la red de autoconsumo de la planta ENERSA. La carga del edificio está interconectada a la barra común de 480 V de la planta, a través del grupo de paneles denominado OFGA. Dicho grupo de paneles es el encargado de distribuir las líneas de 480V, hasta el transformador reductor de cada taller u oficina de la planta. Tal es el caso del edificio administrativo, cuyo transformador trifásico de 300kVA se encuentra en las afueras del inmueble y permite la transformación del voltaje 480V, del lado primario, a 240 V del lado conectado al panel de distribución del edificio.

2.3.2. CONSUMO DE ENERGÍA HISTÓRICO DEL EDIFICIO ADMINISTRATIVO

Según la base de datos de los últimos tres años, el consumo energético promedio anual del edificio administrativo es de 197,722.47 kWh. En los últimos tres años, el menor consumo mensual de energía equivale a 12,800 kWh y el consumo promedio mensual es de 16,476.87 kWh. (ENERSA, 2018)

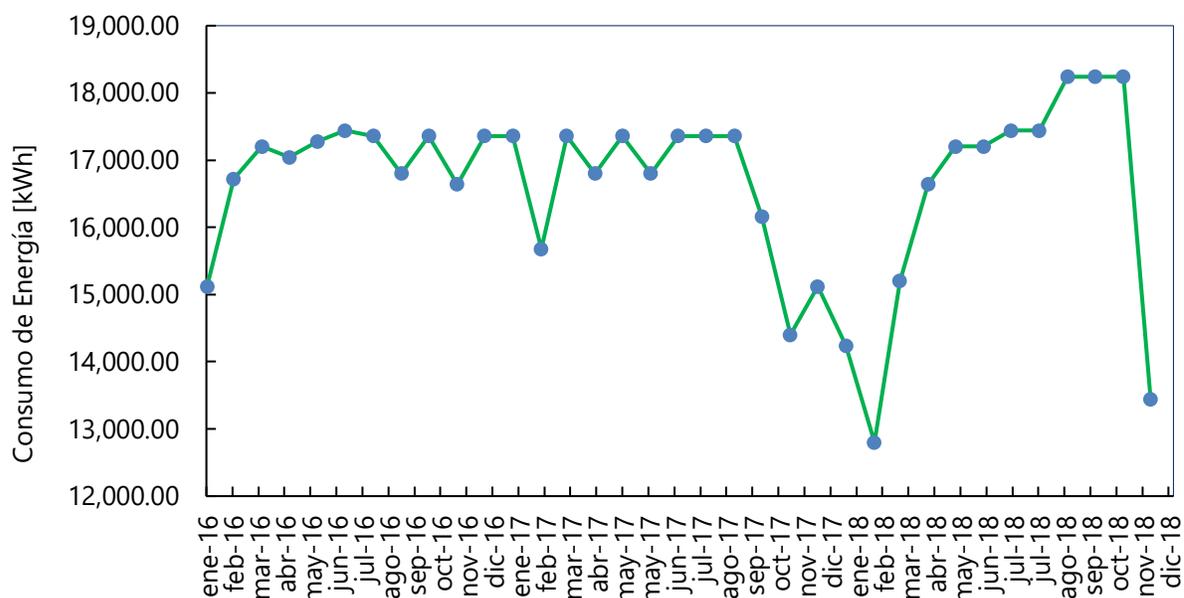


Figura 1. Consumo de Energía Histórico del Edificio Administrativo

Fuente: Elaboración Propia con datos de (ENERSA, 2018)

En la figura 1, se observa un perfil histórico del consumo de energía desde el año 2016, donde el año de mayor demanda ha sido el primero, con 202,560.00 kWh. Sin embargo, los tres meses que tuvieron el mayor consumo coincidieron en el año 2018 (agosto, septiembre y octubre), llegando hasta una cantidad de 18,240.00 kWh mensuales.

2.3.3. COSTO DE LA ENERGÍA EN EDIFICIO ADMINISTRATIVO

A diferencia de la tendencia variable de las demás tarifas de la energía en el tiempo, el precio de la energía del edificio administrativo ha permanecido congelado a un valor de 0.10 \$/kWh. Esto se debe a que, toda energía utilizada para el autoconsumo, de una planta generadora, tiene el mismo valor que la energía que se vende, porque es energía que se descuenta del total de energía que se inyecta a las líneas de la ENEE. Por lo tanto, ENERSA, al tener una tarifa fija por la energía vendida, definida en su contrato de compra y venta (o PPA por su acrónimo en inglés), tendrá a su vez una tarifa congelada y equivalente para la energía de consumo propio.

En la figura 2 se observa la variación de los egresos por pago de energía consumida del edificio administrativo en el período 2016 - 2018, haciendo referencia a la sección previa. Al tener una tarifa energética estática durante el tiempo, la única variación en los egresos es ocasionada por

el consumo de energía variable durante el tiempo. Actualmente, con un consumo promedio anual de 197,722.47 kWh, los pagos por energía consumida rondan alrededor los \$19,772.25 anuales.

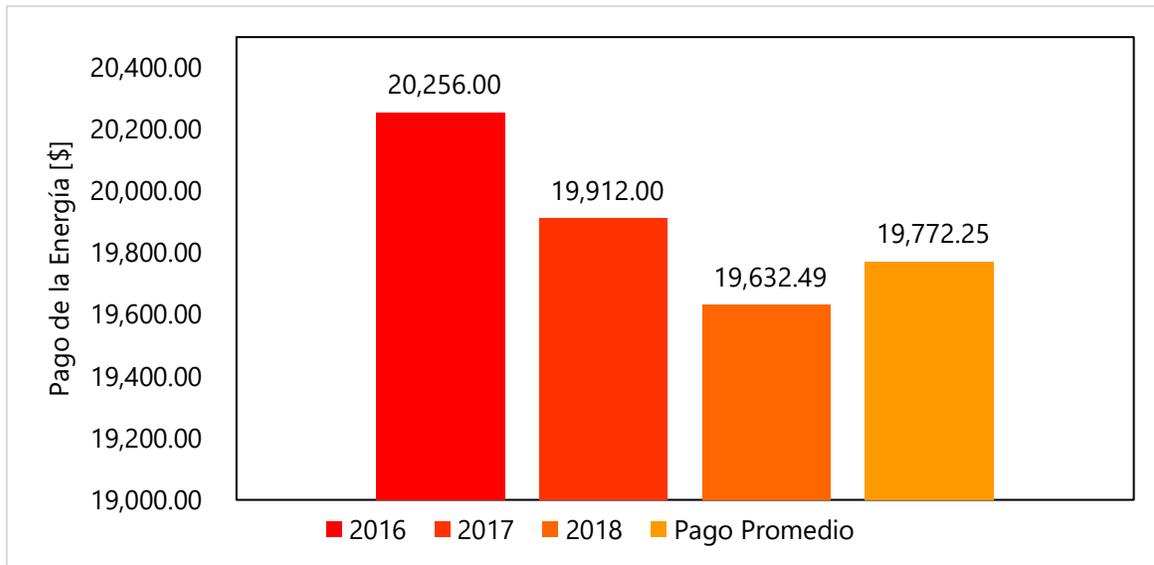


Figura 2. Pago Promedio Anual por Energía en Edificio Administrativo

Fuente: Elaboración Propia con datos de (ENERSA, 2018)

2.3.4. EMISIONES AL MEDIOAMBIENTE CON SUMINISTRO ACTUAL

Según (Comisión Interdepartamental del Cambio Climático , 2011), para calcular las emisiones de gases de efecto invernadero, según el método de producción de energía, se debe aplicar una ratio denominada mix eléctrico, en unidades de [kg de CO₂/kWh]. El edificio administrativo, al ser alimentado por un generador de combustión interna a base de bunker, se le relaciona una equivalencia específica, determinada por el combustible empleado y el rendimiento del generador.

Según (ENERSA, 2018) los generadores principales de la planta tienen un rendimiento de 5.10 [kWh/kg de combustible] y el bunker tiene una emisión estimada de 3.05 [kg CO₂/kg de combustible]. Por lo tanto, la proporción de emisiones por la producción de energía generada en la planta ENERSA es de 0.60 [kg de CO₂/kWh].

Por consiguiente, se estima que el sistema de generación realiza una emisión promedio anual de 118,283.49 kg de CO₂ para cubrir el consumo energético del edificio administrativo.

2.4. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Durante 15 años de existencia, el edificio administrativo ha sufrido ampliaciones estructurales y modificaciones de sus equipos con la intención de albergar eficientemente a los empleados, colaboradores y visitas. No obstante, el incremento de las mejoras ha sido proporcional al incremento en la demanda de energía del área administrativa, generando, a su vez, un mayor costo operacional de la planta.

Actualmente, la expansión ha ocasionado un consumo de energía promedio anual de 197,722.47 kWh, es decir, 16,476.87 kWh de consumo promedio mensual en el edificio administrativo.

Ante la ausencia de otra fuente energética, la barra común de 480 V de la planta es la que abastece la demanda del edificio administrativo en su totalidad. La carencia de diversidad en la matriz energética ha ocasionado que esta energía sea auto consumida y deje de ser inyectada a red. Por lo tanto, el costo de la energía es igual a la tarifa de venta de energía para ENERSA (0.10\$/kWh) y suma un costo anual de \$19,772.25.

2.5. JUSTIFICACIÓN

Ante un alto consumo de energía en el edificio administrativo, la gerencia y el departamento de mantenimiento eléctrico han visto la necesidad de buscar una alternativa al suministro de la energía eléctrica, con el fin de reducir los costos de operación y las emisiones al medio ambiente, como parte de la responsabilidad social de la empresa.

De igual manera, la disponibilidad de espacio libre sobre los diferentes techos de la planta, el alto recurso de energía solar, característico en el territorio hondureño, y la facilidad de interconexión eléctrica, debido a la conexión de las diferentes cargas de ENERSA a la misma barra de potencia, promovieron que los departamentos encargados se orientaran por la instalación de paneles solares-fotovoltaicos.

El siguiente informe es un estudio que pretende dimensionar un sistema de generación solar-fotovoltaico descentralizado que cubra con la demanda energética del edificio administrativo y sea una alternativa viable, técnica y económicamente, para la reducción del costo operativo de la energía en el edificio administrativo y la reducción de emisiones al medioambiente.

III. OBJETIVOS

3.1. OBJETIVO GENERAL

Determinar el costo-beneficio generado a la empresa termoeléctrica ENERSA, a través de un sistema de generación solar-fotovoltaico descentralizado para autoconsumo, como una estrategia de diversificación de la matriz energética del edificio administrativo.

3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- 1) Determinar la demanda de energía eléctrica consumida por el edificio administrativo.
- 2) Identificar las áreas potenciales para la instalación del sistema de generación solar-fotovoltaico basados en la disponibilidad de espacio para instalación de los equipos y voltaje de interconexión.
- 3) Dimensionar la instalación fotovoltaica para maximizar el autoconsumo de energía, es decir, que la mayoría de energía generada por el sistema solar-fotovoltaico sea consumida por la demanda del edificio administrativo.
- 4) Determinar la viabilidad técnica del sistema solar-fotovoltaico a través del performance ratio y el rendimiento específico de la instalación.
- 5) Determinar el costo nivelado de la electricidad del sistema de generación solar-fotovoltaico descentralizado para autoconsumo.
- 6) Determinar la viabilidad económica a través de los parámetros evaluadores VAN, TIR y el índice de Costo-Beneficio.

IV. MARCO TEÓRICO

4.1. ENERGÍA SOLAR-FOTOVOLTAICA

La energía solar-fotovoltaica es la energía que se transforma de irradiación solar a energía eléctrica. Esta conversión de energía sucede en los módulos a través del efecto fotovoltaico.

4.1.1. EFECTO FOTOVOLTAICO

El efecto fotovoltaico es el principio básico del funcionamiento de las celdas solares. El efecto explica que, cuando los fotones de luz impactan la superficie de las celdas solares, estos transfieren su energía a los electrones de la placa semiconductor.

Al ser excitados, los electrones de valencia del material semiconductor se liberan del enlace con su átomo, dejando una partícula con carga positiva. Mientras tanto, el electrón dopado de energía mantiene su flujo a través del material. De esta manera, se genera una diferencia de potencial entre las capas semiconductoras, y un flujo de corriente continua a través de ellas. (National Renewable Energy Laboratory, 1995)

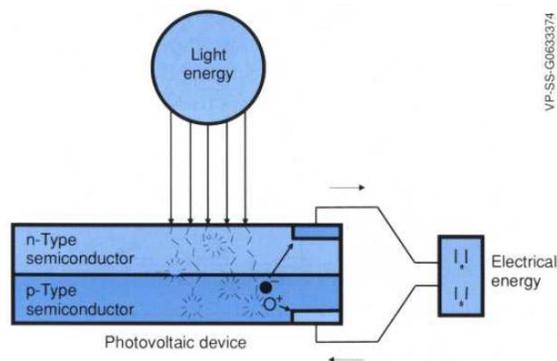


Ilustración 1. Diagrama de Efecto Fotovoltaico en Placa Semiconductoras

Fuente: (National Renewable Energy Laboratory, 1995)

4.1.2. ELEMENTOS DE UNA INSTALACIÓN SOLAR-FOTOVOLTAICA

A. Módulo Fotovoltaico

Los módulos fotovoltaicos, también llamados paneles solares, son los dispositivos que transforman la energía solar fotovoltaica a energía eléctrica de corriente continua. Estos se componen de varias células conductoras interconectadas, encapsuladas por un material protector.

Los paneles se agrupan en serie y en paralelo, con el fin de suministrar un voltaje y corriente determinado. Mientras la conexión en serie aumenta el voltaje del arreglo, la conexión en paralelo de los módulos aumenta la corriente.

Actualmente, los módulos solares en el mercado varían en función de su potencia y la protección física que ellos poseen. El encapsulamiento de los módulos solares está compuesto por una lámina frontal de vidrio, con alta transmisividad, y una lámina posterior que puede ser de polímero termoplástico o de cristal. (Perpiñán, 2018)

B. Inversores

El inversor es el dispositivo acondicionador de potencia que se encarga de convertir la corriente continua generada por los módulos solares, a corriente alterna que se transporta en la red eléctrica.

Existen diversos tipos de inversores para sistemas conectados a la red. Estos varían de acuerdo con la potencia y el número de fases, que alimentan en corriente alterna. Según (Recarte, 2013), a estos acondicionadores se les exige la baja producción de armónicos y una inyección de energía con alto factor de potencia.

C. Cableado

El cableado es un conductor que sirve como medio físico para el paso de corriente eléctrica entre dispositivos. El tipo de cable varía de acuerdo con su alma conductora, tipo de aislamiento, y cubierta protectora.

D. Cadena de Módulos

Se le llama cadena de módulos a la conexión en serie de dos o más módulos fotovoltaicos con el fin de aumentar el voltaje del sistema generador.

E. Arreglo Solar

Se le conoce como arreglo solar al conjunto de módulos solares, conectados en serie y en paralelo a las terminales del inversor, formando un subsistema de generación de energía, que a la vez pertenece a un sistema mayor generación.

4.1.3. CLASIFICACIÓN DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

Las instalaciones fotovoltaicas están caracterizadas por tener la facilidad de compatibilizarse a las diferentes necesidades que cada sistema y emplazamiento requiere. Por consiguiente, todas las instalaciones tienen condiciones y atributos que las hacen diferentes entre sí. No obstante, los arreglos fotovoltaicos se pueden clasificar según el tipo de arreglo, y según la conexión del sistema.

A. Clasificación según el Tipo de Arreglo

Existen dos tipos de instalaciones fotovoltaicas según el arreglo de los elementos: las instalaciones centralizadas y las instalaciones descentralizadas.

Una instalación solar centralizada se refiere a un sistema fotovoltaico compuesto por un conjunto de arreglos que poseen las mismas características técnicas y estructurales entre sí. Este tipo de sistema está presente en la mayoría de las instalaciones fotovoltaicas, debido a su facilidad de diseño y los bajos de costos de las instalaciones.

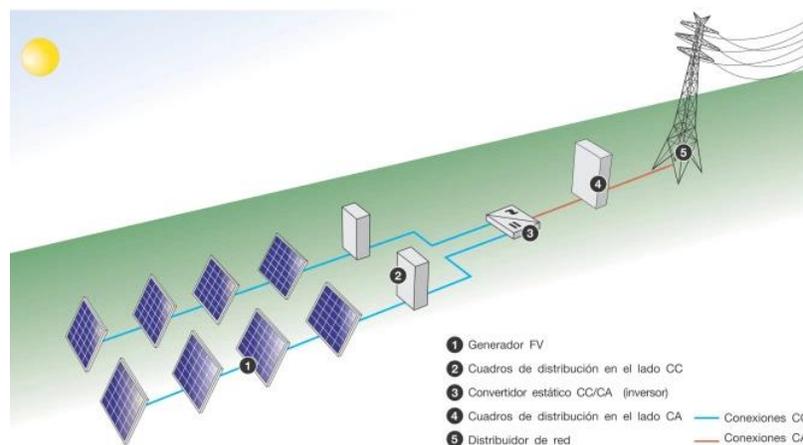


Ilustración 2. Diagrama de Instalación Fotovoltaica Centralizada

Fuente: (Global Electricity, 2013)

Las instalaciones descentralizadas son aquellas que están compuestas por dos o más subarreglos que poseen diferente ubicación, capacidad o elementos constitutivos. Estas instalaciones son convenientes cuando se tiene una demanda alta y espacio disponible en dos o más áreas con diferentes características.

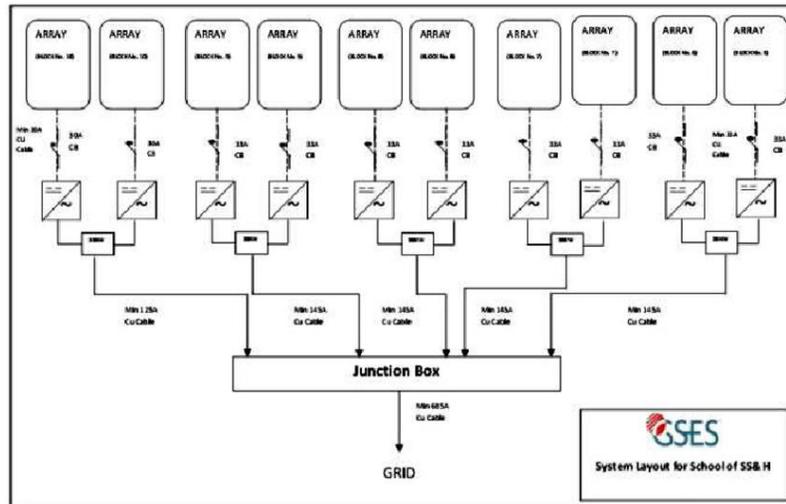


Ilustración 3. Esquema Eléctrico de una Instalación Fotovoltaica Descentralizada

Fuente: (Boruah, Barua, & Ramaswamy, 2014)

B. Clasificación según la Conexión del Sistema

La clasificación de las centrales fotovoltaicas según la conexión del sistema tiene dos categorías: Las instalaciones sin conexión y las instalaciones con conexión a la red de distribución. Las instalaciones sin conexión a red están caracterizadas por carecer de una red eléctrica de distribución. En este tipo de sistema, el generador fotovoltaico debe suministrar la energía necesaria para suplir la demanda total de la carga. Por ende, el uso de un sistema de baterías es frecuente en este tipo de arreglos. Como se observa en la ilustración 4, los sistemas aislados se encuentran comúnmente en zonas rurales, donde hay un suministro eléctrico ausente. (Universidad de Chile: Facultad de Arquitectura y Urbanismo, 2005)



Ilustración 4. Instalación Fotovoltaica Aislada en Zona Rural

Fuente: (Solar Latam, 2017)

Por otro lado, como se observa en la ilustración 5, las instalaciones conectadas a red son aquellas donde el generador se acopla en paralelo a una red de distribución, que actúa como una barra infinita de potencia. En ella el generador y la red cumplen la demanda total del sistema juntos. Y en momentos de bajo consumo, el arreglo inyecta a la barra los excedentes de energía generados. (MonSolar, 2019)

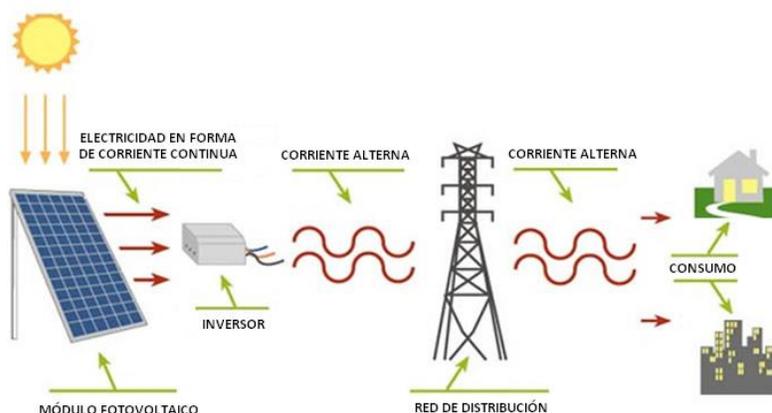


Ilustración 5. Diagrama General de Instalación Fotovoltaica con Conexión a Red

Fuente: (Tersa, 2018)

V. METODOLOGÍA

5.1. ENFOQUE Y MÉTODOS

La siguiente investigación tendrá un enfoque mixto porque adopta una orientación cualitativa y cuantitativa. La investigación tiene un enfoque cuantitativo debido a que se recopilan y analizan datos numéricos para comprobar teorías. De igual manera, la investigación posee un enfoque cualitativo debido a que describe, interpreta y aporta profundidad a los datos recopilados.

Cabe destacar, que el estudio es, a la vez, experimental y no experimental, porque se realizan mediciones actuales y, de igual manera, se analizan datos que ya fueron condensados por estudios previos.

5.2. UNIDAD DE ANÁLISIS

La investigación manipulará y analizará las variables presentes en los tres tipos de estudio abarcados en la presente investigación.

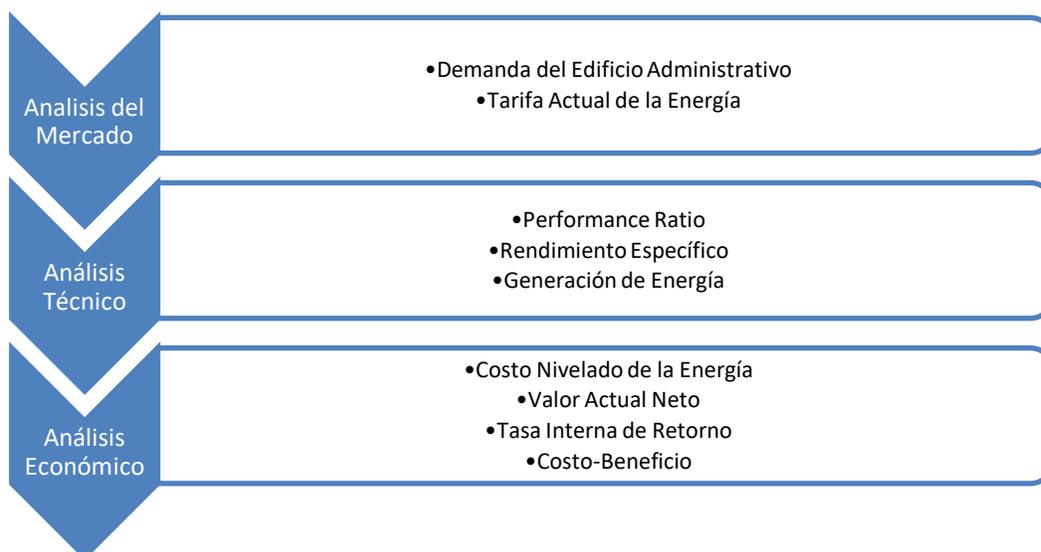


Figura 3. Unidad de Análisis

Fuente: Elaboración Propia

5.3. ANÁLISIS DEL MERCADO

“El primer paso para la evaluación de un proyecto es el estudio de mercado. En él se cuantifica la oferta y demanda, y se analizan los precios actuales.” (Baca Urbina, 2013)

El estudio de mercado de la presente investigación inició con el análisis de la demanda del edificio administrativo y luego procedió el análisis de los precios actuales de la energía para el edificio administrativo.

5.3.1. ESTUDIO DE LA DEMANDA ENERGÉTICA DEL EDIFICIO ADMINISTRATIVO

Para determinar y cuantificar la demanda actual del edificio administrativo se realizó una investigación previa de los consumos históricos registrados en informes de la planta. De igual manera, se midió por dos semanas la demanda instantánea del edificio, con la ayuda de un analizador de red. El registro de datos de la demanda dará como resultado un perfil de demanda instantánea y una proyección, a 20 años, del consumo de energía en el edificio administrativo.

En el proyecto se utilizó un medidor trifásico Ion 8650 (observable en la ilustración 6) para recolectar los principales datos de la red de alimentación del edificio administrativo. Seguidamente estos datos fueron tabulados y graficados para poder realizar el perfil de demanda del edificio.



Ilustración 6. Medidor Ion 8650

Fuente: (Segei, 2014)

5.3.2. ESTUDIO DE LOS PRECIOS

El análisis de precios del suministro de energía constó de una investigación local de la situación actual del suministro de energía y el precio asignado a la venta de energía de ENERSA.

5.4. ANÁLISIS TÉCNICO

El estudio técnico consiste en determinar las características y elementos que envuelven el funcionamiento y la operación del proyecto. (Fernandez, 2008)

El estudio técnico del proyecto se dividió en el análisis del emplazamiento del sistema generador, el dimensionamiento de la instalación fotovoltaica, la configuración de los módulos fotovoltaicos, el dimensionamiento del cableado utilizado, y la estimación de energía generada por el proyecto.

5.4.1. ANÁLISIS DEL EMPLAZAMIENTO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN SOLAR-FOTOVOLTAICO

El análisis del emplazamiento consiste en la caracterización técnica para evaluar el potencial de la instalación en el sitio.

El análisis del emplazamiento requiere el uso de software especializado como Google Maps, para identificar las coordenadas exactas del sitio, y el software Meteonorm, para evaluar el potencial solar de la instalación.

De igual manera, el análisis requiere una visita in situ para estimar áreas disponibles de techos y para identificar el punto de interconexión para la instalación fotovoltaica.

A. Descripción General de la Instalación Fotovoltaica

El sistema de generación solar-fotovoltaico será descentralizado, es decir, que la instalación del sistema se realizará en dos áreas separadas. Se realizó este tipo de emplazamiento debido a que se logró identificar dos estructuras, separadas entre sí, que tienen suficiente área sobre su techo para la instalación de los módulos solares. De igual manera, se seleccionaron dichas áreas por tener facilidad de interconexión a la red de 480V de la planta ENERSA.

B. Ubicación

La instalación de generación solar-fotovoltaica estará situada dentro del complejo industrial de la planta termoeléctrica Energía Renovable S.A. de C.V. (ENERSA). La planta está ubicada en el kilómetro 3.5 de la carretera hacia Ticamaya, del municipio de Choloma, departamento de Cortés.



Ilustración 7. Ubicación de Instalación Fotovoltaica

Fuente: (Google Inc., 2019)

Dentro del complejo de ENERSA, la instalación generadora se compondrá de dos arreglos fotovoltaicos ubicados en áreas separadas. El primer arreglo estará ubicado en el Edificio Administrativo de la planta y el segundo arreglo será ubicado en el Rack de Descarga de combustible.

El edificio administrativo es el inmueble donde se encuentran las oficinas de Recursos Humanos, Finanzas y la Gerencia de la planta ENERSA. La estructura del edificio se divide en tres áreas: el ala norte, la zona de recepción y el ala sur. En este caso, la instalación solar se realizará solamente sobre en el área correspondiente al ala norte del edificio.



Ilustración 8. Inmueble del Edificio Administrativo

Fuente: ENERSA

El edificio administrativo está ubicado en el sector noreste, encima de colina, en las afueras del complejo de la planta. Sus coordenadas geográficas son:

Latitud: 15°35'51.7"N. Longitud: 87°56'06.6"O.

Fuente: (Google Inc., 2019)

Por otro lado, el rack de descarga es la estación donde se reciben las cisternas de combustible y se descarga el bunker usado por los motores, para luego almacenarlo en su respectivo tanque. Dentro del inmueble se encuentran el área de las bombas de descarga de combustible y una pequeña oficina usada por el supervisor del rack.



Ilustración 9. Inmueble del Rack de Descarga

Fuente: ENERSA

El rack se encuentra localizado en el sector centro sur de ENERSA, colindando hacia el norte con el patio de tanques de la planta. Sus coordenadas geográficas son:

Latitud: 15°35'45.1"N. Longitud: 87°56'10.1"O.

Fuente: (Google Inc., 2019)

C. Estructura de los Inmuebles

La estructura del ala norte del edificio administrativo tiene un área total de 182.88 m². El inmueble está compuesto de paredes de concreto y posee un techo de láminas y canaletas de zinc. El techo tiene una inclinación de dos grados y tiene un azimuth de 257 grados con respecto al sur.

La estructura del rack de descarga tiene un área total de 784.88 m². El rack no tiene paredes, sin embargo, la estructura está sostenida por vigas de acero de 12 x 25 cm. El techo es de dos aguas y está compuesto por vigas y una cubierta de zinc. De igual manera, el techo, de ocho grados de inclinación, tiene un agua con azimuth de cinco grados y la otra con 185 grados con respecto al sur.

D. Potencial Solar

Para la evaluación del potencial solar en el área de la planta ENERSA se tomó en cuenta los datos anuales de radiación global sobre la superficie horizontal y la temperatura del sitio. Los valores de dichos parámetros son parte de una base de datos meteorológica del software Meteororm y abarcan el periodo de 1991 hasta el año 2010.

Para caracterizar el recurso de irradiación solar aprovechable se tomaron en cuenta los siguientes datos:

Tabla 1. Valores Mensuales Promedio de Irradiación Solar.

| Mes | Gh [kWh/m ²] | Gk hor [kWh/m ²] | Dh [kWh/m ²] | Bn [kWh/m ²] | Ta [°C] | Td [°C] | FF [m/s] |
|------------|-----------------------------|---------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|------------|------------|-------------|
| Enero | 126 | 136 | 54 | 121 | 23.6 | 20.9 | 1.8 |
| Febrero | 141 | 149 | 60 | 122 | 25 | 21.3 | 2.1 |
| Marzo | 165 | 170 | 73 | 131 | 26.5 | 21.4 | 2.5 |
| Abril | 169 | 169 | 74 | 135 | 27.9 | 22.5 | 2.7 |
| Mayo | 167 | 163 | 86 | 113 | 28.7 | 23.5 | 2.6 |
| Junio | 166 | 160 | 87 | 110 | 28.7 | 24.2 | 2.4 |
| Julio | 170 | 166 | 86 | 120 | 28.1 | 24.1 | 2.4 |
| Agosto | 179 | 177 | 85 | 130 | 28.3 | 24.4 | 2.3 |
| Septiembre | 158 | 161 | 68 | 131 | 28.4 | 24.4 | 2.2 |
| Octubre | 140 | 145 | 80 | 94 | 27 | 23.9 | 1.8 |
| Noviembre | 112 | 119 | 55 | 96 | 25.1 | 22.2 | 1.7 |
| Diciembre | 111 | 119 | 61 | 87 | 24.3 | 21.8 | 1.6 |
| Total | 1804 | 1832 | 870 | 1390 | 26.8 | 22.9 | 2.2 |

Fuente: Elaboración Propia con datos de Meteororm v7.3 (Software)

Donde:

Gh: Radiación global sobre la superficie horizontal mensual en[kWh/m²]

Dh: Radiación difusa sobre la superficie horizontal mensual en [kWh/m²]

Bh: Radiación directa sobre la superficie horizontal mensual en [kWh/m²]

Ta: Temperatura ambiente promedio en el mes en [°C]

Td: Temperatura difusa promedio en el mes [°C]

De acuerdo con la tabla anterior, la radiación global sobre la superficie horizontal en el año es de 1,804 [kWh/m²]. El mes en el que se obtendrá mayor radiación global promedio es agosto con 179 [kWh/m²] y el mes con menor irradiación promedio es diciembre con 111[kWh/m²].

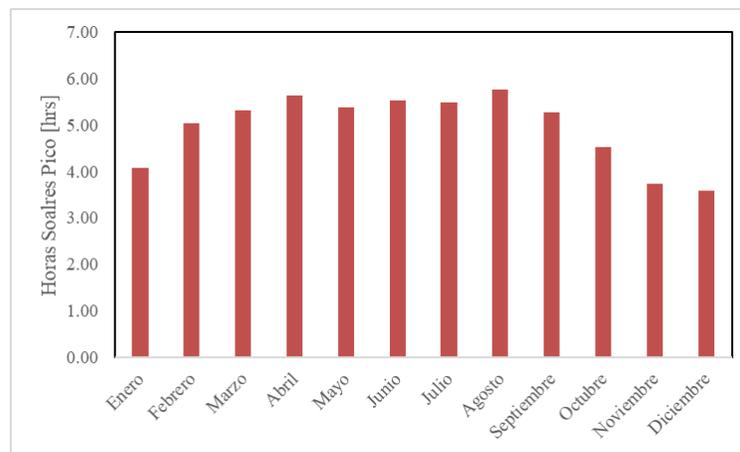


Figura 4. Horas Solares Pico Promedio al Mes.

Fuente: Elaboración Propia con datos de Meteonorm v7.3 (Software)

El mes con menor cantidad de horas solares pico es diciembre con 3.58 horas y el mes con mayor cantidad es agosto con 5.77 horas. Este valor es el indicativo de la cantidad de horas aprovechables durante el mes y es directamente proporcional a la producción de energía.

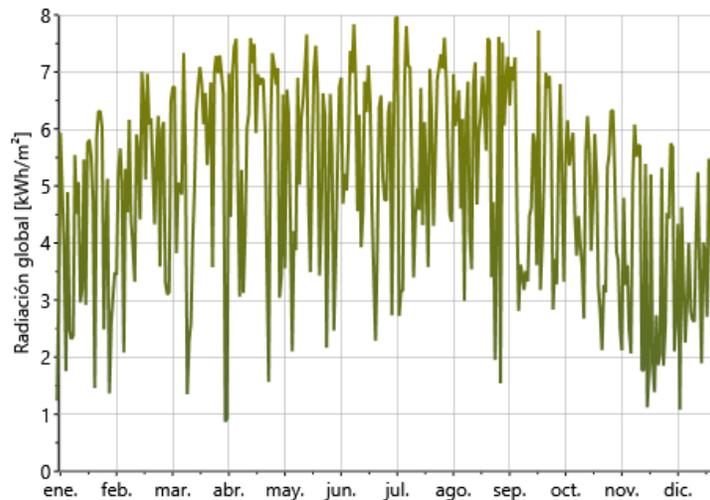


Figura 5. Perfil de Irradiación Global Anual

Fuente: Meteonorm v7.3 (Software)

E. Punto de Interconexión

Tanto la instalación en el edificio administrativo, como la del rack de descarga se conectarán a la red trifásica de bajo voltaje de la planta. Ambos puntos de conexión se encuentran interconectados a la Barra Común de Bajo Voltaje que, a su vez, es alimentada por los generadores principales la planta y el generador auxiliar "Black Start".

La red interconectada tiene las siguientes características:

- Conexión Trifásica en Estrella con 4 hilos.
- Voltaje fase a fase: 480 V
- Voltaje fase a neutro: 277 V
- Frecuencia: 60 Hz

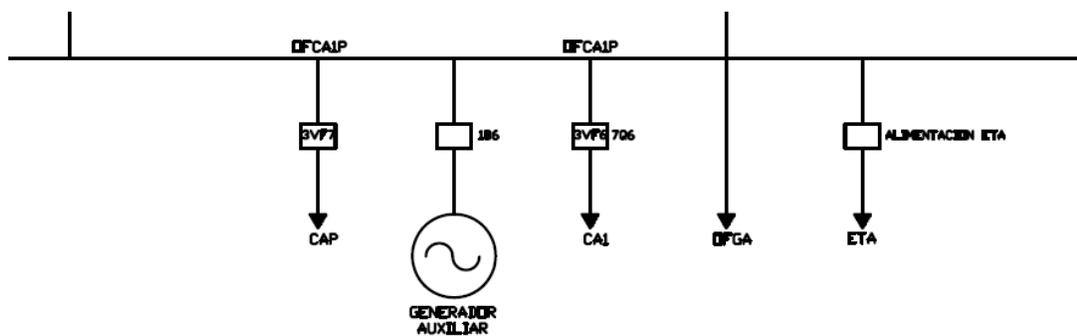


Ilustración 10. Diagrama Unifilar de Barra Común de 480V

Fuente: (ENERSA, 2004)

La conexión del sistema de generación ubicado en el edificio administrativo se realizará en el lado primario (480V) del transformador seco de 225 kVA, ubicado en las afueras del inmueble. La conexión del sistema generador del edificio administrativo se conectará en estrella y dispondrá de una línea neutra independiente del sistema de distribución que se conecta al transformador. El transformador seco es alimentado por el panel OFGA, que es un grupo de paneles derivados de la Barra Común de 480 V.



Ilustración 11. Transformador Seco del Edificio Administrativo

Fuente: ENERSA

Por otro lado, el arreglo generador del rack de descarga se conectará a un panel de distribución conectado a la Barra Común de 480 V de la planta. El punto de interconexión será el panel de CAP, ubicado dentro del inmueble denominado Casa de Bombas. Las 3 líneas de suministro del arreglo fotovoltaico se conectarán directamente a las barras de dicho panel y la línea neutra se conectará a la barra de neutra del CAP.



Ilustración 12. Panel de Distribución CAP

5.4.2. DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

El dimensionamiento de la instalación fotovoltaica consiste en determinar la capacidad que tendrá el sistema de generación fotovoltaica. El dimensionamiento incluye la selección y cálculo de la potencia total de los módulos fotovoltaicos y los inversores del sistema.

A. Selección del Módulos Fotovoltaico

La selección del módulo solar se realizó tomando en cuenta las condiciones de trabajo, bajo las cuales estará sometido. Cabe destacar, que los módulos fotovoltaicos deberán soportar el ambiente corrosivo, provocado por la emisión de gases que tienen las plantas termoeléctricas

El módulo solar seleccionado es el modelo KuDymond CS3U-P-FG de 350W, de la marca Canadian Solar. Se seleccionó este módulo porque utiliza la tecnología "doble capa de vidrio" que lo hace más resistente a los agentes corrosivos y a objetos cortopunzantes. De igual manera, el módulo no tiene marco de aluminio, lo que evita la corrosión de este.



Ilustración 13. Módulo Solar KuDymond

Fuente: (Canadian Solar, 2018)

Tabla 2. Ficha Técnica de Módulo Fotovoltaico

| Canadian Solar CS3U-350P-FG | |
|---|--------------|
| Potencia [W] | 350 |
| Voltaje MPP [V] | 13.3 |
| Voltaje de Circuito Abierto [V] | 46.6 |
| Corriente MPP [A] | 8.94 |
| Corriente de Corto Circuito [A] | 9.51 |
| Coefficiente de Variación de Potencia por Temperatura [%/°C] | -0.37 |
| Coefficiente de Variación de Voltaje de Circuito Abierto por Temperatura [%/°C] | -0.39 |
| Dimensiones (Largo x Altura) [m] | 2.003x 0.995 |

Fuente: Elaboración Propia con datos de (Canadian Solar, 2018)

B. Cálculo de la Potencia del Sistema Generador

El sistema solar fotovoltaico, en los dos emplazamientos, se dimensionó según el área de techo disponible. Como explica (Padilla & Cruz, 2018), la potencia total del sistema será determinada por el número de módulos que se logren instalar en un espacio determinado, multiplicado por la potencia pico de cada panel instalado.

La cantidad de módulos fotovoltaicos, que caben en una superficie de techo, se calculó con la siguiente ecuación:

$$\#Módulos = (A_T - A_{MANT}) / [(L_{MOD} + D_{MOD}) (H_{MOD} + D_{MOD})] \quad (1)$$

Siendo:

A_T : Área total de techo [m²]

A_{MANT} : Área Destinada a Pasillos de Mantenimiento [m²]

L_{MOD} : Longitud del Módulo Fotovoltaico [m]

H_{MOD} : Altura del Módulo Fotovoltaico [m]

D_{MOD} : Distancia entre Módulos Fotovoltaicos Adyacentes [m]

Luego, la potencia del generador fotovoltaico se estimó con la siguiente fórmula:

$$P_{Generador} = \#Módulos * P_{Módulo} \quad (2)$$

Donde:

$P_{Generador}$: Potencia Total del Sistema Generador [W]

$P_{Módulos}$: Potencia del Módulo Fotovoltaico [W]

C. Cálculo de la Potencia de los Inversores

De acuerdo con (Grana, 2016) , es un error común dimensionar la potencia de los inversores a que equivalga a la potencia del sistema generador fotovoltaico. En cambio, al estimar los inversores se debe dar una ratio de potencia DC/AC mayor al 1.30, debido a los diversos factores de pérdidas que imposibilitan a los módulos fotovoltaicos producir a su capacidad nominal. De igual manera, se dice que la ratio de potencia no debe ser inferior al 1.10, debido a pérdidas asociadas al sobredimensionamiento.

Por lo tanto, la capacidad de los inversores seleccionados debe estar dentro de un límite máximo e inferior de potencia estimado con la siguiente fórmula:

$$P_{Generador} / 1.30 \leq P_{Inversor} \leq P_{Generador} / 1.15 \quad (3)$$

Donde:

$P_{Generador}$: Potencia Total del Sistema Generador [kW]

$P_{Inversor}$: Potencia Total del Inversor [kW]

D. Selección de los Inversores

La selección de los Inversores se realizó tomando en cuenta las características técnicas de la red interconectada de ENERSA, para asegurar el acople efectivo del sistema de generación a la red. De igual manera, se seleccionó un inversor que cumpliera con el rango de potencia de cada arreglo, calculado en el anterior apartado.

El modelo de inversor seleccionado es el Sunny Tripower de la marca SMA. Se seleccionó el modelo Sunny Tripower por el excelente reconocimiento que tiene la marca alemana SMA, la amplia variedad de potencias que tiene este inversor trifásico, y debido a la similitud de las características técnicas del inversor y los requisitos de la instalación.



Ilustración 14. Inversor Sunny Tripower

Fuente: (SMA-Solar, 2018)

5.4.3. CONFIGURACIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

La distribución en serie o paralelo de los módulos fotovoltaicos estará determinada según los datos técnicos de los equipos, encontrados en las fichas del fabricante descritas en previos apartados. La configuración del tipo de conexión se realiza buscando la compatibilidad del voltaje y la corriente entre los captadores fotovoltaicos y los inversores.

A. Cálculo de Módulos Conectados en Serie

El número de módulos solares conectados en serie está limitado por el rango de voltaje a máxima potencia del inversor ($V_{MPP, INV}$), y el rango operativo del voltaje del módulo fotovoltaico.

El primer paso para determinar la cantidad de módulos conectados en serie es determinar el intervalo mínimo y máximo de voltaje del módulo. El rango de voltaje operativo varía con respecto a la temperatura del emplazamiento. Por lo tanto, se debe calcular los valores mínimo y máximo de voltaje en función del coeficiente de variación de voltaje por temperatura.

El voltaje mínimo real del módulo se calcula con la siguiente fórmula:

$$V_{\text{Min Real,MOD}} = \text{FD} * \left[V_{\text{MP}} + (T_{\text{AVG}} + T_{\text{INC}} - T_{\text{STC}}) * \alpha * \frac{V_{\text{MP}}}{100} \right] \quad (4)$$

Donde:

V_{MP} : Voltaje a Máxima Potencia del Módulo Fotovoltaico [V]

FD: Factor de Degradación

T_{AVG} : Temperatura Promedio del Lugar [°C]

T_{INC} : Temperatura de Incremento por tipo de Instalación [°C]

T_{STC} : Temperatura en Condiciones Standard de Laboratorio [°C]

α : Coeficiente de Variación de Potencia por Temperatura del Módulo Fotovoltaico [%/°C]

Por otro lado, el voltaje máximo del módulo se calcula con la siguiente fórmula:

$$V_{\text{Max Real,MOD}} = V_{\text{OC}} + (T_{\text{L}} - T_{\text{STC}}) * \beta * \frac{V_{\text{OC}}}{100} \quad (5)$$

Donde:

V_{OC} : Voltaje de Circuito Abierto del Módulo Fotovoltaico [V]

T_{L} : Temperatura más Baja del Lugar [°C]

T_{STC} : Temperatura en Condiciones Standard de Laboratorio [°C]

β : Coeficiente de Variación de Voltaje de Circuito Abierto por Temperatura del Módulo Fotovoltaico [%/°C]

Luego de identificar el rango de voltaje operativo de cada módulo, se procede a determinar el número mínimo y máximo de módulos en serie, haciendo referencia a el rango de voltaje operativo del inversor.

El valor mínimo de módulos en serie es dado por la fórmula (6), donde se calcula el cociente del voltaje mínimo del inversor, a máxima punto potencia ($V_{\text{Min MPP, INV}}$), entre el voltaje mínimo del módulo ($V_{\text{Min Real, MOD}}$). A la vez, se usa la fórmula (7), donde el valor máximo de módulos en serie es igual a la división del voltaje máximo del inversor, a máxima punto potencia ($V_{\text{Max MPP, INV}}$), entre el voltaje mínimo real del módulo ($V_{\text{Min Real, MOD}}$).

$$\#_{\text{Min MOD, Serie}} = \frac{V_{\text{Min MPP, INV}}}{V_{\text{Min Real, MOD}}} \quad (6)$$

Siendo:

$V_{\text{Min MPP, INV}}$: Voltaje Mínimo a Máxima Potencia del Inversor [V]

$V_{\text{Min MPP, INV}}$: Voltaje Mínimo a Máxima Potencia del Módulo Fotovoltaico [V]

$$\#_{\text{Max MOD, Serie}} = \frac{V_{\text{Max MPP, INV}}}{V_{\text{Max Real, MOD}}} \quad (7)$$

Siendo:

$V_{\text{Max MPP, INV}}$: Voltaje Máximo a Máxima Potencia del Inversor [V]

$V_{\text{Max MPP, INV}}$: Voltaje Máximo a Máxima Potencia del Módulo Fotovoltaico [V]

B. Cálculo de Cadenas en Paralelo

El número de cadenas de módulos en paralelo está condicionado por la cantidad de corriente que el inversor puede recibir en cada una de sus terminales MPP. Por consiguiente, el dimensionamiento debe asegurar que la corriente de corto circuito y la corriente a máxima potencia, del conjunto de cadenas en paralelo, sean menores a las corrientes que soporta cada entrada MPP del inversor.

El número máximo de módulos conectados en paralelo, según la corriente de corto circuito, se calcula con la siguiente fórmula:

$$\#_{\text{Max CAD, Paralelo}} = \frac{I_{\text{SC, INV}}}{I_{\text{SC, MOD}}} \quad (8)$$

Donde:

$I_{\text{SC, INV}}$: Corriente de Corto Circuito de cada Terminal MPP del Inversor [A]

$I_{\text{SC, MOD}}$: Corriente de Corto Circuito de cada Módulo Fotovoltaico [A]

Por otro lado, el número máximo de cadenas en paralelo, según la corriente a máximo potencia, es igual a:

$$\#_{\text{Max CAD, Paralelo}} = \frac{I_{\text{MP,INV}}}{I_{\text{MP,MOD}}} \quad (9)$$

Donde:

$I_{\text{MP, INV}}$: Corriente a Máxima Potencia de cada Terminal MPP del Inversor [A]

$I_{\text{MP, MOD}}$: Corriente a Máxima Potencia de cada Módulo Fotovoltaico [A]

De los cálculos anteriores, se dimensiona las cadenas según el número mínimo obtenido de ambos cálculos.

5.4.4. DIMENSIONAMIENTO DEL CABLEADO

El dimensionamiento del cableado de una instalación fotovoltaica debe asegurar el funcionamiento efectivo y la integridad del circuito de corriente directa, desde los paneles hasta el inversor, y del circuito corriente alterna, desde los inversores hasta el punto de interconexión.

Por lo tanto, el dimensionado del cable del proyecto abarcó la selección del tipo de cable, el cálculo de la caída máxima de tensión y la máxima intensidad admisible, y la estimación de pérdidas resistivas de potencia, en ambos circuitos.

A. Selección del Cableado

El cable empleado en una instalación fotovoltaica debe ser resistente a las condiciones climáticas variables, a la incidencia de rayos ultravioleta y a la propagación de fuego. Por lo tanto, el cable seleccionado es de doble aislamiento y su alma conductora es multifilar, para asegurar su flexibilidad. (Microgeneration Certification Scheme, 2012).

Para el circuito entre los módulos solares y los inversores, el cable seleccionado es el Solarflex-X PV1-F de la marca Helukabel. El cable tiene un conductor de cobre estañado multifilar, recubierto con doble aislamiento de Polyolefina, XLPO, que lo hace flexible y resistente a la radiación ultravioleta, para una tensión de hasta 600 V en corriente continua.



Ilustración 15. Cable Solarflex-X PV1-F

Fuente: (Helukabel, 2016)

Para el cable de corriente alterna, entre los inversores y el punto de interconexión, se utilizó el cable multiconductor NYY-J de la Marca Helukabel. El cable es de 4 conductores de cobre y tiene doble recubrimiento de PVC, que le da propiedades autoextinguidles y retardante de flama.



Ilustración 16. Cable NYY-J

Fuente: (Helukabel, 2016)

B. Cálculo del Calibre según Máxima Caída de Tensión Admisible

Según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, el calibre del cable debe asegurar que la caída máxima de voltaje sea menor al 1.5% de la tensión nominal del circuito, entre el sistema generador y el punto de interconexión. (Ministerio Español de Industria, Energía y Turismo, 2002)

Por lo tanto, se debe hacer un cálculo para el tramo de cable de corriente continua y para el cable del tramo de corriente alterna, que asegure una caída menor al voltaje nominal de cada circuito.

Para estimar la sección óptima del cable de corriente continua [mm²] se utiliza la siguiente fórmula:

$$\text{Calibre de Cable} = \frac{2 * L * I}{\varphi * V_{MPP, CADENA} * CV} \quad (10)$$

Donde:

L: Distancia Máxima del Cable Conductor [m]

I: Corriente Máxima del Circuito [A]

Φ : Conductividad del Cable [$\text{m}/\Omega\cdot\text{mm}^2$]

$V_{\text{MPP, CADENA}}$: Voltaje a Máxima Potencia de la Cadena [V]

CV: Caída de Voltaje Máxima [%]

Para estimar la sección óptima del cable de corriente alterna [mm^2] se utiliza la siguiente fórmula:

$$\text{Calibre de Cable} = \frac{L \cdot \sqrt{3} \cdot I_F \cdot \text{FP}}{\phi \cdot V_{LL} \cdot \text{CV}} \quad (11)$$

Siendo:

L: Distancia Máxima del Cable Conductor [m]

I_F : Corriente de Fase del Circuito [A]

FP: Factor de Potencia

Φ : Conductividad del Cable [$\text{m}/\Omega\cdot\text{mm}^2$]

V_{LL} : Voltaje de Línea a Línea del Circuito [V]

CV: Caída de Voltaje Máxima [%]

C. Cálculo del Calibre según Máxima Corriente Admisible

El criterio de máxima corriente admisible hace referencia a que el calibre del cable debe estar dimensionado e instalado, de tal modo que soporte la corriente de dimensionamiento del circuito.

La corriente de dimensionamiento se calculó con la siguiente fórmula:

$$I_D = I_{\text{MAX}} * 1.25 \quad (12)$$

Donde:

I_D : Corriente de Dimensionamiento

I_{MAX} : Corriente Máxima del Circuito

Una vez calculada la corriente de dimensionamiento, se hace referencia a la tabla del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, para verificar que la corriente de diseño es menor a

la corriente máxima admisible del conductor, en función del tipo de cable, de aislamiento y el método de conducción. (Ministerio Español de Industria, Energía y Turismo, 2002)

Tabla 3. Intensidades Admisibles en Amperios a Temperatura de 40°C

| Método de instalación* | Número de conductores cargados y tipo de aislamiento | | | | | | | | | | | |
|-------------------------------|--|--------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| | 3x PVC | 2x PVC | 3x XLPE | 2x XLPE |
| A1 | | | | | | | | | | | | |
| A2 | | | | | | | | | | | | |
| B1 | | | | | | | | | | | | |
| B2 | | | | | | | | | | | | |
| C | | | | | | | | | | | | |
| E | | | | | | | | | | | | |
| F | | | | | | | | | | | | |
| Sección mm ² COBRE | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| 1,5 | 11 | 11,5 | 13 | 13,5 | 15 | 16 | 16,5 | 19 | 20 | 21 | 24 | -- |
| 2,5 | 15 | 16 | 17,5 | 18,5 | 21 | 22 | 23 | 26 | 26,5 | 29 | 33 | -- |
| 4 | 20 | 21 | 23 | 24 | 27 | 30 | 31 | 34 | 36 | 38 | 45 | -- |
| 6 | 25 | 27 | 30 | 32 | 36 | 37 | 40 | 44 | 46 | 49 | 57 | -- |
| 10 | 34 | 37 | 40 | 44 | 50 | 52 | 54 | 60 | 65 | 68 | 76 | -- |
| 16 | 45 | 49 | 54 | 59 | 66 | 70 | 73 | 81 | 87 | 91 | 105 | -- |
| 25 | 59 | 64 | 70 | 77 | 84 | 88 | 95 | 103 | 110 | 116 | 123 | 140 |
| 35 | -- | 77 | 86 | 96 | 104 | 110 | 119 | 127 | 137 | 144 | 154 | 174 |
| 50 | -- | 94 | 103 | 117 | 125 | 133 | 145 | 155 | 167 | 175 | 188 | 210 |
| 70 | -- | -- | -- | 149 | 160 | 171 | 185 | 199 | 214 | 224 | 244 | 269 |
| 95 | -- | -- | -- | 180 | 194 | 207 | 224 | 241 | 259 | 271 | 296 | 327 |
| 120 | -- | -- | -- | 208 | 225 | 240 | 260 | 280 | 301 | 314 | 348 | 380 |
| 150 | -- | -- | -- | 236 | 260 | 278 | 299 | 322 | 343 | 363 | 404 | 438 |
| 185 | -- | -- | -- | 268 | 297 | 317 | 341 | 368 | 391 | 415 | 464 | 500 |
| 240 | -- | -- | -- | 315 | 350 | 374 | 401 | 435 | 468 | 490 | 552 | 590 |
| 300 | -- | -- | -- | 361 | 401 | 430 | 461 | 500 | 538 | 563 | 638 | 678 |
| 400 | -- | -- | -- | 431 | 480 | 515 | 552 | 609 | 645 | 674 | 770 | 812 |
| 500 | -- | -- | -- | 493 | 551 | 592 | 633 | 687 | 741 | 774 | 889 | 931 |
| 630 | -- | -- | -- | 565 | 632 | 681 | 728 | 790 | 853 | 890 | 1028 | 1071 |

Se indican como 3x los circuitos trifásicos y como 2x los monofásicos.
A efecto de las intensidades admisibles los cables con aislamiento termoplástico a base de poliolefina (Z1) son equivalentes a los cables con aislamiento de policloruro de vinilo (V).

Fuente: (Ministerio Español de Industria, Energía y Turismo, 2002)

D. Cálculo de Pérdidas Resistiva de Potencia

Las pérdidas resistivas de potencia están directamente asociadas al tipo de conductor del circuito y la longitud de este. Para los circuitos de corriente directa y alterna, la potencia de pérdidas resistivas (W) se demuestra con la siguiente fórmula:

$$P_{\text{Pérdidas Resistivas}} = \frac{I^2 L}{\Phi * S} \quad (10)$$

Siendo:

P Pérdidas Resistivas: Pérdidas Resistivas del Cable [W]

I: Corriente del Circuito [A]

L: Longitud del Conductor [m]

Φ : Conductividad del Cable [$m/\Omega \cdot mm^2$]

5.4.5. ENERGÍA GENERADA

A. Simulación con PVSyst

PVSyst es un software mundialmente utilizado para dimensionar instalaciones fotovoltaicas. El programa posee una base de datos con información meteorológica y con información técnica de los componentes de las instalaciones. (PVSyst, 2019)

Se utilizó el software PVSyst para obtener datos exactos de la energía generada por el sistema fotovoltaico. La simulación de la instalación fotovoltaica se realizó para obtener los datos del primer año, tomando en consideración las condiciones del emplazamiento y las pérdidas del sistema, descritas anteriormente.

B. Proyección de la Energía Generada

La producción energética del sistema fotovoltaico se proyectó a 20 años, mismos años de vida que restan para la planta ENERSA. Cabe señalar, que, de acuerdo con el fabricante de los módulos, cada año tendrá una merma en la producción de energía, debido a la degradación anual del equipo equivalente al 0.5%.

Para el cálculo de la producción de energía al año N se emplea la siguiente fórmula:

$$\varepsilon_n = \varepsilon_1 * (1 - FD)^{n-1} \quad (11)$$

Donde:

ε_n : Energía Producida en el año n [kWh]

ε_1 : Energía Producida en el primer año [kWh]

FD: Factor de Degradación Anual del Módulo Fotovoltaico

n: Número de Año

C. Perfil de Energía Generada versus Consumida

El perfil de energía generada versus consumida es un indicador gráfico del comportamiento que tendrá la energía generada en comparación con el perfil de demanda instantánea del cliente. El perfil del proyecto indicará que porcentaje de la energía consumida es cubierta por la energía

fotovoltaica, y la cantidad de excedentes de energía inyectados a la red y los momentos del día cuando ocurren.

5.4.6. VALIDACIÓN TÉCNICA

La validación técnica se basa en determinar la viabilidad técnica del proyecto, tomando en cuenta sus principales indicadores técnicos. Para el proyecto fotovoltaico, los indicadores técnicos que validarán el proyecto serán el rendimiento específico de la instalación y el performance ratio.

A. Rendimiento Específico

El rendimiento específico de una instalación fotovoltaica es la cantidad de energía que el sistema puede generar por unidad potencia pico instalada. Según (Martinez, 2019), el rendimiento específico promedio de las instalaciones fotovoltaicas en la costa norte del país equivale al 1,350 kWh/kWp. Por lo tanto, se toma esta magnitud como valor base para indicar la viabilidad técnica de la instalación.

B. Performance Ratio

El performance ratio hace referencia al rendimiento global de las instalaciones fotovoltaicas. Este índice se interpreta como la energía producida en la realidad, en comparación con la energía que se podría generar en condiciones ideales.

Según (Reich, y otros, 2011), en el año 2010, el performance ratio de 100 proyectos evaluados tenía un rango entre el 70% y el 90%. Por lo tanto, se tomará un performance ratio dentro del rango descrito como aceptable para la validación técnica.

5.5. ANÁLISIS ECONÓMICO

El análisis económico se basa en la recaudación de la información monetaria de un proyecto, para proceder a evaluar la viabilidad económica de una posible inversión. El análisis económico consta de la determinación de los costos totales del proyecto y la cantidad de dinero necesario para la inversión inicial, la identificación del método de depreciación de los activos, y la elaboración de un estado de resultados que muestre los flujos de efectivo durante la vida útil del proyecto. (Baca Urbina, 2013)

5.5.1. CONSIDERACIONES FINANCIERAS

A continuación, se describen los parámetros o consideraciones iniciales para el estudio económico del proyecto.

A. Ciclo de Vida del Proyecto

Se consideró a 20 años el tiempo de vida del proyecto solar-fotovoltaico, debido a que equivale al tiempo que le resta de vida a la planta termoeléctrica ENERSA luego de la renovación del contrato de compra y venta de energía por 10 años más, y luego de una posible expansión futura por 10 años más como planta base al culminar del actual contrato.

B. Depreciación

Se le llama depreciación a la reducción anual del valor de un activo fijo, debido al uso de estos bienes. El método utilizado para la depreciación de los equipos del proyecto es la depreciación en línea recta a 10 años, teniendo el activo un valor residual, al décimo año, equivalente al 1% del costo inicial.

C. Método de Financiamiento del Proyecto

El proyecto no tendrá financiamiento externo, por lo que el monto total de la inversión del proyecto será cubierto al 100% por fondos propios de la planta termoeléctrica ENERSA.

D. Tasa Mínima Aceptable de Retorno

Según (Baca Urbina, 2013), la tasa mínima aceptable de retorno es el porcentaje mínimo que el cliente espera obtener como ganancia sobre una inversión. La TMAR esperado por la empresa termoeléctrica ENERSA para una inversión en dólares equivale a un 4%.

5.5.2. COSTOS

El concepto de costo hace referencia a los egresos monetarios efectuados en los procesos de producción, distribución y administración. Cada egreso representa una inversión monetaria que es remunerada. (Padilla Álvarez, 2003)

Para efectos del proyecto, se realizó la estimación de costos para el escenario o línea base y un segundo escenario alternativo. La línea base contempla los costos por el consumo de energía manteniendo las condiciones actuales de suministro y tarifa energética. Por otro lado, el segundo

escenario representa los costos por consumo de energía teniendo un sistema de generación solar-fotovoltaico descentralizado, como fuente alternativa de suministro.

5.5.3. VALIDACIÓN ECONÓMICA

La validación económica consta de la evaluación de los datos monetarios para determinar la rentabilidad de un proyecto de inversión. El proyecto de instalación fotovoltaica evaluará el costo nivelado de la energía, el valor actual neto, la tasa interna de retorno y el índice económico de costo-beneficio.

A. Costo Nivelado de la Energía

El costo nivelado de la energía es un valor que indica el costo de producción de energía, durante el periodo de vida del sistema generador eléctrico. Según (U.S. Department of Energy, 2015), el costo nivelado de la energía se determina con la siguiente ecuación:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t}{(1+TD)^t}}{\sum_{t=1}^n \varepsilon_t} \quad (12)$$

Donde:

LCOE: Costo Nivelado de la Energía [\$/kWh]

I_t : Inversión Inicial del Proyecto [\\$]

M_t : Costo de Operación y Mantenimiento [\\$]

TD: Tasa de Descuento [%]

ε_t : Energía Producida en el año t [kWh]

La matriz de decisión de viabilidad económica, en base al costo nivelado de la energía es la siguiente:

Si $LCOE \geq$ Costo Energía Actual, se rechaza la inversión

Si $LCOE <$ Costo Energía Actual, se acepta la inversión

B. Valor Actual Neto

De acuerdo con (Mete, 2014), el valor actual neto es la diferencia entre la inversión inicial y los flujos de efectivo futuros descontados al presente a la tasa mínima de rendimiento. El valor actual neto se calcula con la siguiente fórmula:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+TMAR)^t} - I_0 \quad (13)$$

Donde:

VAN: Valor Actual Neto [\$]

FC_t : Flujo de Caja en el año t [\$]

TMAR: Tasa Mínima Aceptable de Retorno

I_0 = Inversión Inicial [\$]

t: año de estudio

Por lo tanto, la matriz de decisión según el valor actual neto obtenido es la siguiente:

Si $VAN > 0$, se acepta la inversión

Si $VAN = 0$, la inversión no causa ganancia ni pérdida

Si $VAN < 0$, no se acepta la inversión.

C. Tasa Interna de Rendimiento

La tasa interna de rendimiento es la tasa de descuento que iguala a cero la diferencia entre el valor actual neto de los flujos de los ingresos y el valor actual neto de los egresos. Entre mayor sea la TIR, mayor rentabilidad tendrá el proyecto. (Mete, 2014)

Matemáticamente la TIR se expresa con la siguiente fórmula polinómica:

$$0 = \frac{FC_1}{(1+TIR)^1} + \dots + \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} \quad (14)$$

Donde:

TIR: Tasa Interna de Retorno

FC_t : Flujo de Caja en el año t [\$]

t: año de estudio

La matriz de decisión según la tasa interna de rendimiento obtenida es la siguiente:

Si $TIR > TMAR$, se acepta la inversión

Si $TIR \leq TMAR$, no se acepta la inversión

D. Índice de Rentabilidad: Costo-Beneficio

El valor del costo-beneficio indica la ratio de beneficio, en unidades monetarias, que tiene un proyecto en comparación a el costo total del mismo. Según (Padilla & Cruz, 2018), para determinar el índice de costo-beneficio se debe primero traer al valor presente, tanto el valor monetario del beneficio, como el valor del costo. Luego se calcula la ratio con la siguiente fórmula:

$$C - B = \frac{VAN_B}{VAN_C} \quad (15)$$

Siendo:

VAN_B : Valor Actual Neto del Beneficio [\\$]

VAN_C : Valor Actual Neto del Costo [\\$]

Por lo tanto, el índice indica lo siguiente:

Si $C-B > 1$, la inversión es rentable

Si $C-B = 1$, la inversión no tiene ganancia ni pérdida

Si $C-B < 1$, la inversión no es rentable

VI. DATOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

6.1. ANÁLISIS DEL MERCADO

6.1.1. ANÁLISIS DE LA DEMANDA

A. Demanda Histórica del Edificio Administrativo

Los datos recopilados en el período de 2016 – 2018 de la demanda histórica del edificio administrativo, se muestran en la figura 1, en la cual el consumo de energía presenta pequeñas variaciones en un año, a excepción del año 2018 que muestra una reducción en su consumo debido a una falla interna, en la ENERSA se vio forzado a reducir carga.

B. Perfil de Carga del Edificio Administrativo

El edificio administrativo tiene un perfil de carga durante la semana marcado por una curva casi idéntica de lunes a viernes y una curva de menor magnitud durante los fines de semana. En la siguiente figura se ilustra el perfil de carga del Edificio Administrativo que comprende desde el 21 de noviembre de 2018 hasta el 4 de diciembre del mismo año.

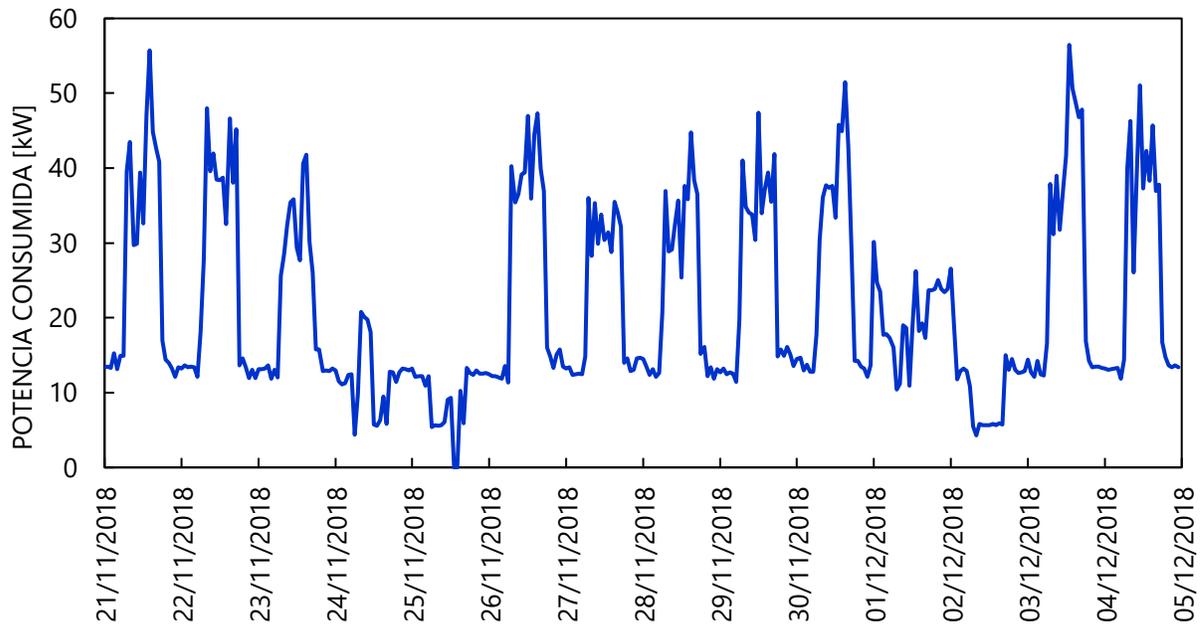


Figura 6. Perfil de Carga de Edificio Administrativo

Fuente: Elaboración propia con datos medidos con ION 8650

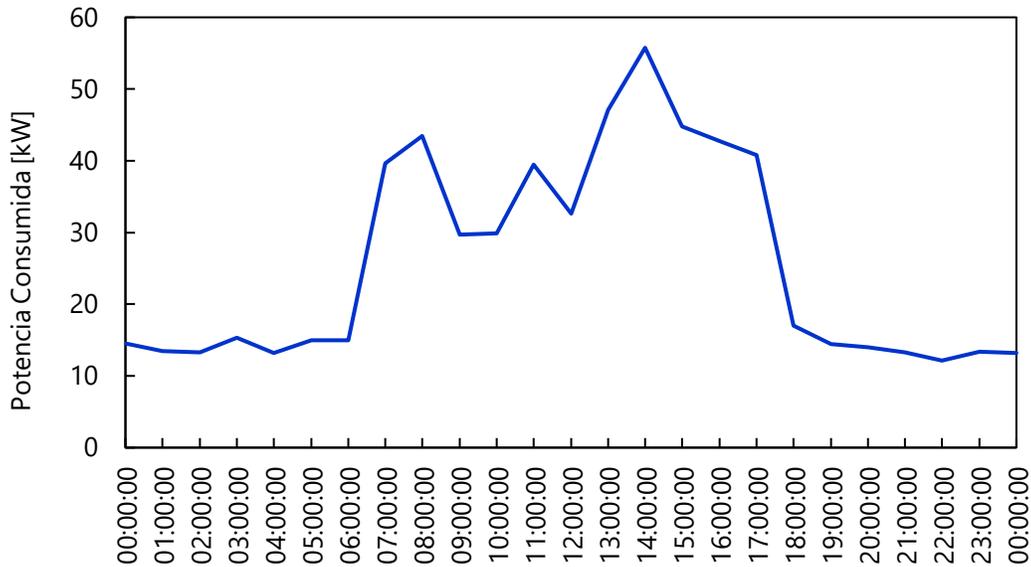


Figura 7. Perfil de Carga de Día Promedio del Edificio Administrativo

Fuente: Elaboración propia con datos medidos con ION 8650

En la figura anterior se logra observar un perfil carga típico de un día de semana. Estos días tienen un valle durante las horas de la madrugada por arriba de los 11 kW. Luego a las siete de la mañana se presenta un incremento en la potencia consumida, que coincide con la hora de inicio de la jornada laboral. La potencia demandada se mantiene igual durante el día, con pequeñas variaciones, hasta el momento de demanda pico entre las una y tres de la tarde, alcanzando un máximo de 55 kW. Por último, a las 5:30 de la tarde, la curva de demanda vuelve a tener un valle hasta el final del día.

Cabe destacar que durante los fines de semana el edificio administrativo tiene una baja demanda en comparación con los días de semana. Durante estos días, el pico de potencia consumida apenas equivale a 30 kW. Sin embargo, la demanda valle se mantiene por encima de los 11kW.

Al analizar la curva del edificio administrativo, se logra observar que la instalación de un sistema de generación fotovoltaica es factible durante los días de semana ya que las gráficas de la demanda y una gráfica típica de generación fotovoltaica son similares. Es decir, que el momento de mayor consumo de potencia pico coincide a la mitad del día, momento en el cual existe mayor

aprovechamiento de energía solar. El comportamiento de la demanda versus la generación del sistema en cuestión se describe en el apartado 6.2.6.C.

C. Proyección de la Demanda de Energía

Basado en el registro histórico de la demanda de energía del edificio administrativo, se proyecta el comportamiento de la demanda energética para los 20 años de vida útil del proyecto en la siguiente figura:

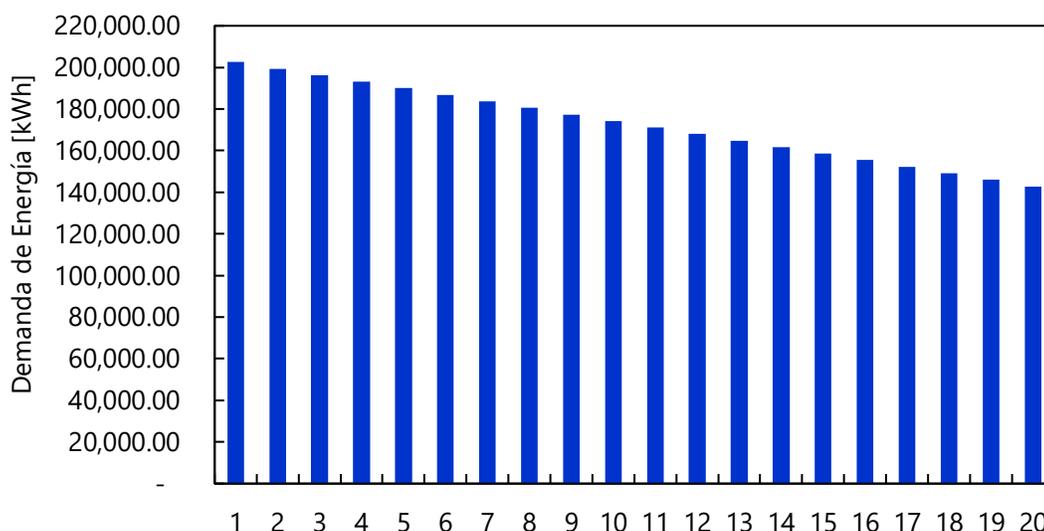


Figura 8. Proyección de la Demanda de Energía del Edificio Administrativo

Fuente: Elaboración Propia con datos de (ENERSA, 2018)

Como se observa en la figura, la demanda del edificio administrativo tendrá un comportamiento en decremento. De igual manera, se observa que para el año 20 del proyecto la demanda de energía del edificio administrativo será de 142,829.00 kWh.

6.1.2. PRECIO DE LA ENERGÍA

Como se explicó en apartados anteriores, la energía consumida por edificio administrativo tiene la misma tarifa que la energía vendida a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica. La tarifa de la energía del edificio administrativo se mantiene congelada a una tasa del 0.10 \$/kWh, como lo especifica el contrato de compra y venta de la energía celebrado entre ENERSA y ENEE.

6.2. ANÁLISIS TÉCNICO

En el presente apartado se muestra los resultados y el análisis del estudio técnico realizado para el dimensionamiento de los elementos de la instalación fotovoltaica y la estimación de energía generada.

6.2.1. CÁLCULO DE LA POTENCIA DEL SISTEMA GENERADOR

Para definir el número de módulos por emplazamiento, se tomaron en cuenta las dimensiones físicas de los techos, descritas en el apartado 5.4.1.C y resumidas en la siguiente tabla:

Tabla 4. Resumen de Dimensiones Físicas del Emplazamiento y Módulos Fotovoltaicos

| Arreglo | Rack de Descarga | Edificio Administrativo |
|---|------------------|-------------------------|
| Área de Techo [m ²] | 784.88 | 182.88 |
| Área Pasillos de Mantenimiento [m ²] | 246.21 | 73.39 |
| Longitud de Módulo Fotovoltaico [m] | 2.003 | 2.003 |
| Altura del Módulo Fotovoltaico [m] | 0.995 | 0.995 |
| Distancia entre Módulo Fotovoltaico Adyacentes[m] | 0.015 | 0.015 |

Fuente: Elaboración Propia

Por lo tanto, el número de módulos y la potencia del sistema fotovoltaico, calculado con las fórmulas uno y dos de la sección 5.4.2.B, tendrán los siguientes valores:

Tabla 5. Resumen de la Capacidad Instalada del Sistema Fotovoltaico

| Arreglo | Rack de Descarga | Edificio Administrativo |
|---|------------------|-------------------------|
| Número de Módulos | 264.00 | 54.00 |
| Potencia del Módulo Fotovoltaico [W] | 350.00 | 350.00 |
| Potencia Total del Emplazamiento [kWp] | 92.40 | 18.90 |
| Potencia Total del Sistema Fotovoltaico [kWp] | 111.30 | |

Fuente: Elaboración Propia

6.2.2. CÁLCULO DE LA POTENCIA DE LOS INVERSORES

Al hacer referencia a los resultados obtenidos en la tabla 5, el rango de potencia del conjunto de inversores, calculado con la ecuación tres descrita en la sección 5.4.2.B, es:

Tabla 6. Rangos de Potencia de los Inversores

| Rack de Descarga | Edificio Administrativo |
|--|--|
| $71.08 \leq \text{Potencia [kW]} \leq 80.35$ | $14.54 \leq \text{Potencia [kW]} \leq 16.43$ |

Fuente: Elaboración Propia

6.2.3. SELECCIÓN DE LOS INVERSORES

Tras examinar los límites para ambos emplazamientos, se seleccionaron el modelo de inversor por arreglo. El arreglo del edificio administrativo tendrá un inversor de 15 kW, obteniendo una relación de 1.26 entre la entrada dc y la salida ac.

Por otro lado, el arreglo del rack de descarga tendrá cuatro inversores de 20 kW. En total el conjunto de inversores suma una potencia de 80 kW, y tienen una relación del 1.16 con respecto a la capacidad nominal dc. En este arreglo se distribuirán 2 inversores por orientación del techo, a manera de reducir pérdidas por desajuste, debido a la variación de potencia producida entre módulos con diferentes orientaciones.

Tabla 7. Resumen de Inversores Seleccionados.

| SMA Sunny TriPower TL | | | |
|--|------------------|---------------|-------------------------|
| Arreglo | Rack de Descarga | | Edificio Administrativo |
| Orientación | 1 | 2 | 1 |
| Número de Inversores | 2 | 2 | 1 |
| Potencia Pico del Inversor [Wp] | 20,000 | 20,000 | 15,000 |
| Número de Entradas MPP | 2 | 2 | 2 |
| Rango de Voltaje MPP [V] | 150-800 | 150-800 | 150-800 |
| Máxima Corriente por MPPT [A] | 33 | 33 | 33 |
| Corriente de Corto Circuito [A] | 53 | 53 | 53 |

Fuente: Elaboración Propia con Datos de (SMA-Solar, 2018)

6.2.4. CONFIGURACIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

La distribución de los módulos, calculada con las ecuaciones descritas en el apartado 5.4.3, se resume en la siguiente tabla:

Tabla 8. Número de Módulos Conectados en Serie

| | Rack de Descarga | Edificio Administrativo |
|--|------------------|-------------------------|
| Rango de Voltaje del Módulo Fotovoltaico [V] | 27.58 - 48.36 | 27.58 - 48.36 |
| Rango de Voltaje del Inversor [V] | 150-800 | 150-800 |
| Rango de Módulos Conectados en Serie [V] | 6-16 | 6-16 |
| Número de Módulos por Cadena | 11 | 9 |
| Máxima Corriente por MPPT del Inversor [A] | 33 | 33 |
| Corriente de Corto Circuito [A] | 53 | 53 |
| Rango de Número de Cadenas conectadas en Paralelo | 5-3 | 5-3 |
| Número de Cadenas en Paralelo por Entrada MPPT del Inversor | 3 | 3 |

Fuente: Elaboración Propia con datos de (Canadian Solar, 2018) y (SMA-Solar, 2018)

Es decir, que cada inversor tendrá 6 cadenas conectadas a sus entradas dc. En el caso del rack de descarga, un inversor transformará, a corriente alterna, la potencia generada por 66 módulos. Por otro lado, en el edificio administrativo únicamente necesitará un inversor para la transformación de la potencia de los 54 módulos.

6.2.5. DIMENSIONAMIENTO DEL CABLEADO

En el siguiente apartado se realiza el cálculo del calibre de los conductores para los circuitos en corriente directa y corriente alterna. El dimensionamiento busca que el cable cumpla con los criterios de máxima caída de tensión y máxima corriente admisible, explicados en la sección 5.4.4.

A. Cálculo del Cableado de Corriente Directa

Para efectos del proyecto, se realizó el cálculo del calibre mínimo para el cable de corriente directa, utilizando una máxima caída de tensión admisible equivalente al 1%, en la cadena de mayor distancia, de manera que la caída de voltaje no supere el 1.5% que establece el reglamento. De igual manera, se estimó el 125% de la corriente de corto circuito, del módulo fotovoltaico, como corriente de diseño.

En la siguiente tabla se muestra un resumen de los resultados obtenidos del cálculo del calibre según la máxima caída de tensión admisible:

Tabla 9. Resumen del Cableado de Corriente Directa

| | Rack de Descarga | Edificio Administrativo |
|---|------------------|-------------------------|
| Corriente de Corto Circuito [A] | 9.51 | 9.51 |
| V_{MPP} [V] | 431.2 | 352.8 |
| Longitud del Cableado con Mayor Distancia [m] | 35 | 40 |
| Máxima Caída de Voltaje [%] | 1 | 1 |
| Conductividad del Cable [m/ Ω *m ²] | 45.49 | 45.49 |
| Corriente de Diseño [A] | 11.89 | 11.89 |
| Mínimo Calibre de Cable Calculado [mm²] | 3.39 | 4.74 |
| Calibre de Cable Seleccionado [mm²] | 6 | 6 |

Fuente: Elaboración Propia

Se debe asegurar que el calibre seleccionado soporte la corriente de diseño del circuito. De acuerdo con la tabla 3, el cable PVC de 6 mm² seleccionado, conducido por tubería, soporta hasta 32 A. Por lo tanto, en ninguno de los arreglos, la corriente de diseño supera la máxima intensidad soportada por el cable.

B. Cálculo del Cableado de Corriente Alterna

Al igual que al cable de corriente directa, el dimensionamiento de la sección del conductor, de corriente alterna, se realizará cumpliendo una máxima caída de tensión del 1% y con una intensidad de diseño equivalente al 125% de la corriente nominal del circuito.

Tabla 10. Resumen del Cableado de Corriente Alterna

| | Rack de Descarga | Edificio Administrativo |
|---|------------------|-------------------------|
| Corriente del Circuito [A] | 24 | 18 |
| Voltaje AC [V] | 480 | 480 |
| Longitud del Cableado con Mayor Distancia [m] | 50 | 50 |
| Máxima Caída de Voltaje [%] | 1 | 1 |
| Conductividad del Cable [m/Ω*m ²] | 45.49 | 45.49 |
| Corriente de Diseño [A] | 30 | 22.50 |
| Mínimo Calibre de Cable Calculado [mm²] | 9.51 | 6.42 |
| Calibre de Cable Seleccionado [mm²] | 16 | 10 |

Fuente: Elaboración Propia

En ninguno de los arreglos la corriente de diseño supera la corriente la máxima corriente admisible del conductor, que muestra la tabla 3. En el caso del rack de descarga, el cable PVC multiconductor de 16 mm², canalizado por conducto, soporta hasta 54 A. Por otro lado, en el edificio administrativo, el cable PVC multiconductor de 10mm², canalizado por conducto, soporta hasta 40 A. Por lo tanto, en ambos casos el conductor cumple la norma ya que la corriente de diseño del circuito es aproximadamente la mitad de la corriente máxima admisible.

C. Pérdidas Resistivas de Potencia en Rack de Descarga

En el caso del arreglo en rack de descarga, las pérdidas resistivas son un punto de enfoque importante, debido al gran número de conductores y la longitud considerable que estos poseen.

El cableado del circuito de corriente continua comprenderá la distancia desde el módulo fotovoltaico, hasta la entrada de los inversores. Cada inversor tiene asignado la entrada de 6 cadenas, de 2 polos, que tendrán las siguientes pérdidas:

Tabla 11. Pérdidas de Resistivas en el Cableado de DC del Rack de Descarga

| INVERSOR | CADENA | CORRIENTE [A] | LONGITUD [m] | CALIBRE DE CABLE [mm ²] | RESISTENCIA [Ω] | PÉRDIDAS [W] |
|----------|--------|---------------|--------------|-------------------------------------|---------------------------------|--------------|
| 1 | 1 | 9.51 | 32.6 | 6.00 | 0.2389 | 21.60 |
| | 2 | 9.51 | 32.6 | 6.00 | 0.2389 | 21.60 |
| | 3 | 9.51 | 30.6 | 6.00 | 0.2242 | 20.28 |
| | 4 | 9.51 | 28.6 | 6.00 | 0.2096 | 18.95 |
| | 5 | 9.51 | 26.6 | 6.00 | 0.1949 | 17.63 |
| | 6 | 9.51 | 24.6 | 6.00 | 0.1803 | 16.30 |
| 2 | 1 | 9.51 | 32 | 6.00 | 0.2345 | 21.21 |
| | 2 | 9.51 | 32.5 | 6.00 | 0.2381 | 21.54 |
| | 3 | 9.51 | 33.6 | 6.00 | 0.2462 | 22.27 |
| | 4 | 9.51 | 31.6 | 6.00 | 0.2316 | 20.94 |
| | 5 | 9.51 | 29.6 | 6.00 | 0.2169 | 19.62 |
| | 6 | 9.51 | 27.6 | 6.00 | 0.2022 | 18.29 |
| 3 | 1 | 9.51 | 35 | 6.00 | 0.2565 | 23.19 |
| | 2 | 9.51 | 35 | 6.00 | 0.2565 | 23.19 |
| | 3 | 9.51 | 32.6 | 6.00 | 0.2389 | 21.60 |
| | 4 | 9.51 | 30.6 | 6.00 | 0.2242 | 20.28 |
| | 5 | 9.51 | 28.6 | 6.00 | 0.2096 | 18.95 |
| | 6 | 9.51 | 26.6 | 6.00 | 0.1949 | 17.63 |
| 4 | 1 | 9.51 | 34 | 6.00 | 0.2491 | 22.53 |
| | 2 | 9.51 | 35 | 6.00 | 0.2565 | 23.19 |
| | 3 | 9.51 | 35 | 6.00 | 0.2565 | 23.19 |
| | 4 | 9.51 | 35 | 6.00 | 0.2565 | 23.19 |
| | 5 | 9.51 | 30.6 | 6.00 | 0.2242 | 20.28 |
| | 6 | 9.51 | 28.6 | 6.00 | 0.2096 | 18.95 |
| | | | | | TOTAL PÉRDIDAS [W] | 496.44 |
| | | | | | POTENCIA TOTAL SISTEMA[W] | 92,400.00 |
| | | | | | % DE PÉRDIDAS CABLEADO DC | 0.54% |

Fuente: Elaboración Propia

Al analizar los resultados en los circuitos de corriente directa, el sistema tendrá una pérdida total del 496.44 W. A pesar de tener una gran longitud, las pérdidas son equivalente a apenas el 0.54 % de la potencia pico de la instalación.

De igual manera, los conductores de corriente alternan tienen una distancia considerable, comprendida desde los inversores hasta el punto de interconexión en el panel CAP. De cada

inversor, saldrán 3 conductores y llegarán a conectarse a las barras del panel CAP. El cableado, de corriente alterna, tendrá las siguientes pérdidas:

Tabla 12. Pérdidas Resistivas en el Cableado de AC del Rack de Descarga

| INVERSOR | LÍNEA | CORRIENTE [A] | LONGITUD [m] | CALIBRE DE CABLE [mm ²] | RESISTENCIA [Ω] | PÉRDIDAS [W] |
|---------------------------|-------|---------------|--------------|-------------------------------------|-----------------|--------------|
| 1 | 1 | 24 | 50 | 16 | 0.0687 | 39.57 |
| | 2 | 24 | 50 | 16 | 0.0687 | 39.57 |
| | 3 | 24 | 50 | 16 | 0.0687 | 39.57 |
| 2 | 1 | 24 | 50 | 16 | 0.0687 | 39.57 |
| | 2 | 24 | 50 | 16 | 0.0687 | 39.57 |
| | 3 | 24 | 50 | 16 | 0.0687 | 39.57 |
| 3 | 1 | 24 | 50 | 16 | 0.0687 | 39.57 |
| | 2 | 24 | 50 | 16 | 0.0687 | 39.57 |
| | 3 | 24 | 50 | 16 | 0.0687 | 39.57 |
| 4 | 1 | 24 | 50 | 16 | 0.0687 | 39.57 |
| | 2 | 24 | 50 | 16 | 0.0687 | 39.57 |
| | 3 | 24 | 50 | 16 | 0.0687 | 39.57 |
| TOTAL PÉRDIDAS [W] | | | | | | 474.83 |
| POTENCIA TOTAL SISTEMA[W] | | | | | | 80,000.00 |
| % DE PÉRDIDAS CABLEADO AC | | | | | | 0.59% |

Fuente: Elaboración Propia

Al comparar con los datos anteriores, el porcentaje de pérdidas en el cable de corriente alterna es mínimo, al igual que en el circuito de corriente directa. El total de pérdidas equivale al 0.54% de la potencia total generada por el sistema.

D. Pérdidas Resistivas de Potencia en el Edificio Administrativo

A pesar de tener menor cantidad de conductores en sus circuitos, el cálculo de pérdidas resistivas, en el arreglo del edificio administrativo, mantiene su relevancia debido a que el cableado tiene una mayor distancia que los conductores del rack de descarga.

Tal es el caso del cable de corriente continua, que posee las siguientes pérdidas:

Tabla 13. Pérdidas Resistivas en el Cableado de DC del Edificio Administrativo

| INVERSOR | CADENA | CORRIENTE [A] | LONGITUD [m] | CALIBRE DE CABLE [mm ²] | RESISTENCIA [Ω] | PÉRDIDAS [W] |
|---------------------------|--------|---------------|--------------|-------------------------------------|-----------------|--------------|
| 1 | 1 | 9.51 | 40 | 6.00 | 0.2931 | 26.51 |
| | 2 | 9.51 | 40 | 6.00 | 0.2931 | 26.51 |
| | 3 | 9.51 | 40 | 6.00 | 0.2931 | 26.51 |
| | 4 | 9.51 | 40 | 6.00 | 0.2931 | 26.51 |
| | 5 | 9.51 | 40 | 6.00 | 0.2931 | 26.51 |
| | 6 | 9.51 | 40 | 6.00 | 0.2931 | 26.51 |
| TOTAL PÉRDIDAS [W] | | | | | | 159.05 |
| POTENCIA TOTAL SISTEMA[W] | | | | | | 18,900.00 |
| % DE PÉRDIDAS CABLEADO DC | | | | | | 0.84% |

Tras analizar los datos, el porcentaje de pérdidas en el arreglo fotovoltaico es mayor debido a que la longitud, del conductor de cada cadena, es mayor que la del arreglo del rack de descarga. Por lo tanto, las pérdidas en la instalación de corriente directa representan un 0.84% de la potencia total generada.

En cambio, el cableado de corriente alterna, en edificio administrativo, tiene una menor distancia, desde su inversor hasta su punto de conexión, que su análogo del rack de descarga. Los conductores, comprendidos desde el inversor hasta la barra del lado primario del transformador seco, poseen las siguientes pérdidas:

Tabla 14. Pérdidas Resistivas en el Cableado de AC del Edificio Administrativo

| INVERSOR | LINEA | CORRIENTE [A] | LONGITUD [m] | CALIBRE DE CABLE [mm ²] | RESISTENCIA [Ω] | PÉRDIDAS [W] |
|---------------------------|-------|---------------|--------------|-------------------------------------|-----------------|--------------|
| 1 | 1 | 18 | 50 | 10 | 0.1099 | 35.61 |
| | 2 | 18 | 50 | 10 | 0.1099 | 35.61 |
| | 3 | 18 | 50 | 10 | 0.1099 | 35.61 |
| TOTAL PÉRDIDAS [W] | | | | | | 106.84 |
| POTENCIA TOTAL SISTEMA[W] | | | | | | 15,000.00 |
| % DE PÉRDIDAS CABLEADO AC | | | | | | 0.71% |

En el circuito de corriente alterna, el cableado tendrá un porcentaje total de pérdidas equivalentes al 0.71%. A pesar de ser menor al 1%, el porcentaje de pérdidas es considerable, tomando en cuenta que la corriente no es de gran magnitud, sin embargo, su longitud es grande.

6.2.6. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

En el siguiente apartado se presentan los resultados de la producción de energía, obtenidos de la simulación de la instalación fotovoltaica en PVSyst v.6.7.8. Asimismo, se presenta la proyección de energía generada para los 20 años de vida de la instalación, y el análisis de los excedentes por la generación de energía.

A. Energía Generada en el Primer Año

La cantidad de energía producida por cada arreglo, durante el año, se observa en las siguientes figuras:

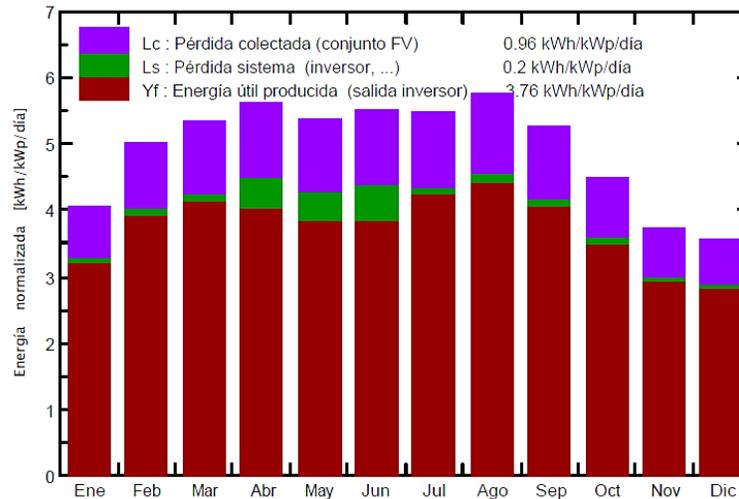


Figura 9. Rendimiento Específico por día en Arreglo del Rack de Descarga

Fuente: PVSyst v. 6.7.8

Como se logra observar en la figura 8, el arreglo del rack de descarga tiene unas pérdidas promedio anuales del 1.16 kWh/kWp/día asociadas al conjunto solar, a los inversores, el cableado y las demás condiciones a las que está sometida el arreglo. Sin embargo, el arreglo del rack logra generar un promedio anual de 3.76 kWh/kWp/día.

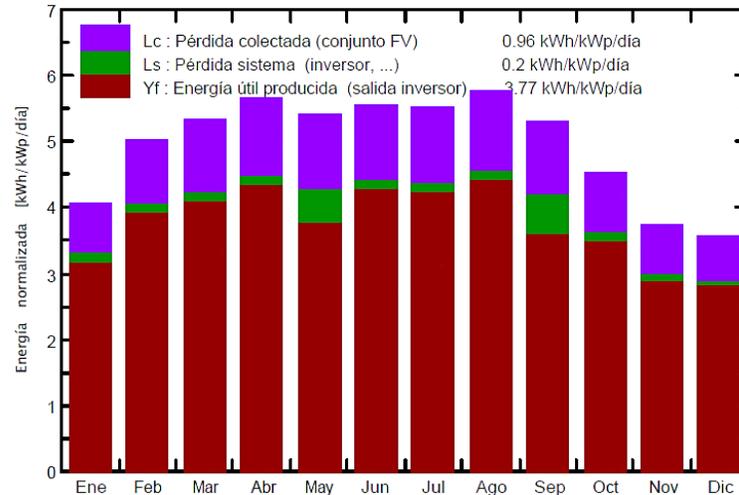


Figura 10. Rendimiento Específico por día en Arreglo del Edificio Administrativo

Fuente: PVSyst v. 6.7.8

Al igual que el arreglo del rack de descarga, la instalación fotovoltaica de edificio administrativo tiene unas pérdidas de 1.16 kWh/kWp/día asociadas al sistema. No obstante, el arreglo del edificio administrativo logra tener un aprovechamiento un poco más alto, con 3.77 kWh/kWp/día.

La figura 10 muestra la cantidad de energía inyectada a la red mensualmente por ambos arreglos fotovoltaicos.

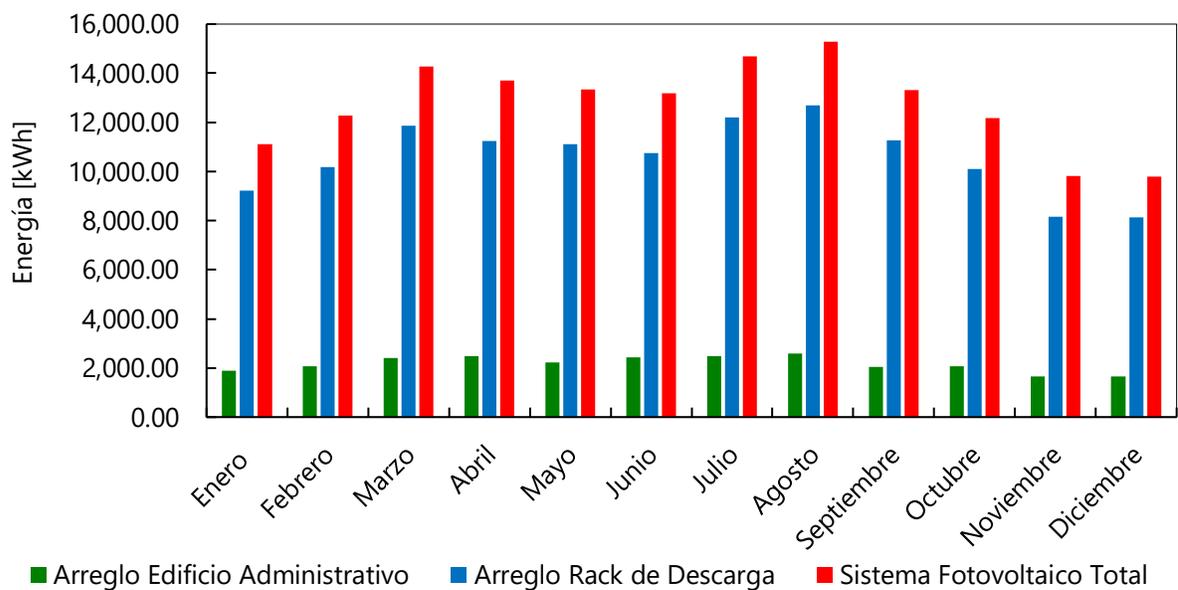


Figura 11. Energía Mensual Generada en el Primer Año del Sistema Fotovoltaico

Fuente: Elaboración Propia con datos de PVSyst v. 6.7.8

El resumen de la energía total generada en el primer año, y porcentaje de aporte de cada arreglo se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 15. Energía Total Generada en el Primer Año por Sistema Fotovoltaico

| Arreglo | Edificio Administrativo | Rack de Descarga | Total |
|---|-------------------------|------------------|------------|
| Potencia Instalada [kW] | 18.90 | 92.40 | 111.30 |
| Energía Generada [kWh] | 26,034.00 | 126,930.00 | 152,964.00 |
| Porcentaje de Aportación de Energía [%] | 17.02% | 82.98% | 100% |

Fuente: Elaboración Propia con datos de PVSyst v. 6.7.8

B. Energía Generada durante 20 Años

De acuerdo con el fabricante, los módulos fotovoltaicos seleccionados tienen una degradación del 0.5% por cada año. Por lo tanto, la producción de energía de un sistema fotovoltaico se reduce con el paso de los años debido a la degradación anual que tienen las celdas fotovoltaicas. (Canadian Solar, 2018)

La siguiente figura muestra la producción energética proyectada para los 20 años:

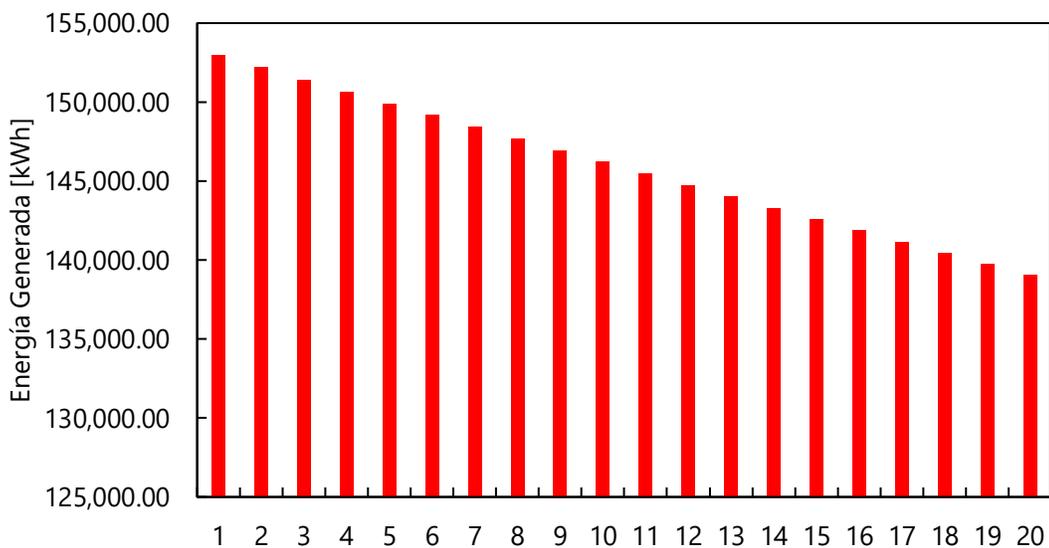


Figura 12. Proyección de la Energía Generada durante 20 años

Fuente: Elaboración Propia con datos de PVSyst v. 6.7.8

C. Comportamiento de la Demanda versus la Potencia Generada

El comportamiento de la demanda versus la potencia generada se observa en la figura 12, el cual muestra un consumo de la potencia útil generada por el sistema fotovoltaico durante las horas del día. De igual manera, se percibe un porcentaje de excedentes inyectados a la red de ENERSA en horas de 9:00 a 13:00.

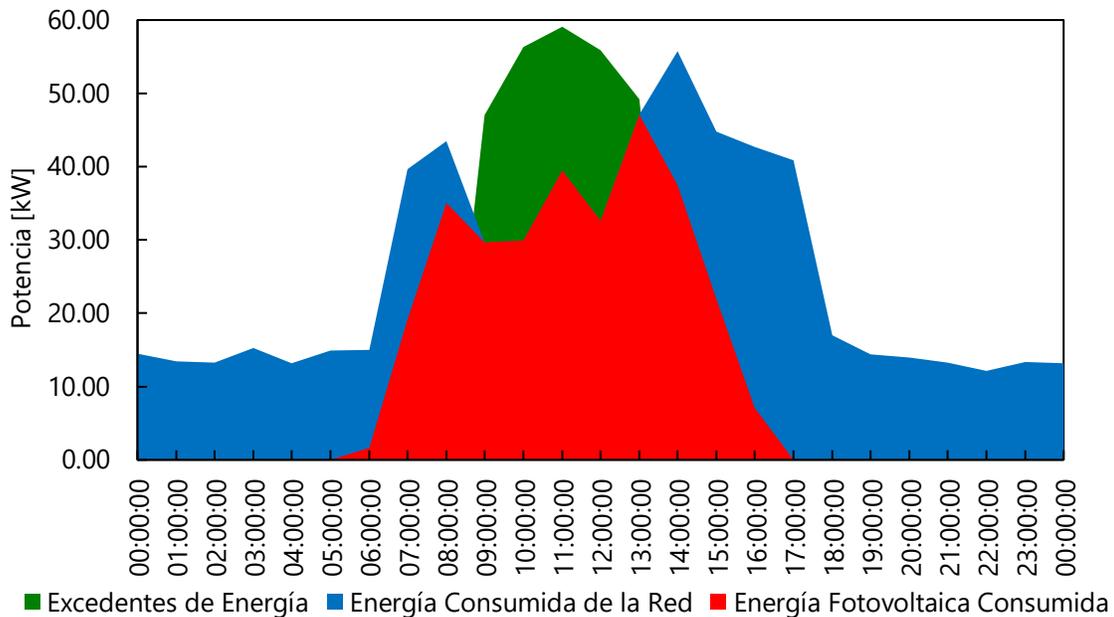


Figura 13. Perfil de la Demanda versus Potencia Generada Durante Día Típico

Fuente: Formato de (Padilla & Cruz, 2018), con datos de PVSyst v. 6.7.8 y medidor ION 8650

Como se observa en la figura 12, el sistema fotovoltaico cubre el 77.37% de la demanda energética del edificio administrativo. Sin embargo, el otro 22.63% de la demanda energética seguirá siendo consumida de la energía de la red de consumo propio de la planta.

De la cantidad de energía generada por el sistema solar-fotovoltaico, el 64.66% representa energía útil que se consume instantáneamente por la carga del edificio administrativo. Mientras tanto, el otro 35.34% son excedentes inyectados a la red de consumo propio de ENERSA, que son consumidos por las demás cargas de la planta.

Al estar conectado el arreglo del rack de descarga al panel CAP, se asegura que los excedentes inyectados se consuman por la carga conectada a dicho panel. CAP, al tener una demanda mínima

diaria de 102.33 kW, asegura que el excedente máximo generado (26 kW), se consuma instantáneamente.

6.2.7. REDUCCIÓN DE LAS EMISIONES

La instalación solar-fotovoltaica disminuye la emisión de gases de efecto invernadero causado por la generación de energía a través de los generadores de combustión interna de la planta. La siguiente figura muestra la reducción de emisiones, en kg de CO₂.

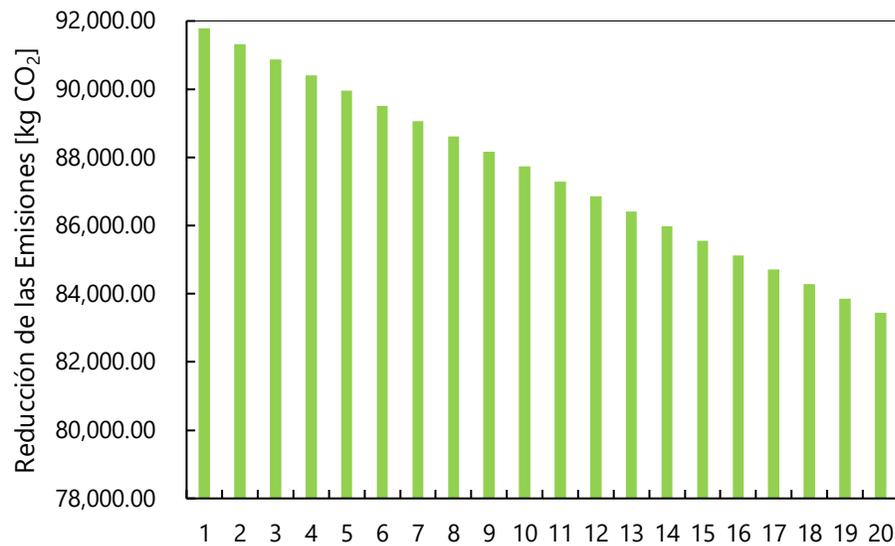


Figura 14. Reducción de Emisiones Ambientales

Fuente: Elaboración propia

Como se muestra en la figura 14, la reducción en las emisiones, debido a la sustitución del suministro principal de energía del edificio administrativo, asciende a poco menos de 92,000 kg de CO₂ para el primer año del proyecto.

6.2.8. VALIDACIÓN TÉCNICA

A. Rendimiento Específico del Sistema

La tabla 16 muestra los rendimientos específicos obtenidos en ambos arreglos fotovoltaicos y el rendimiento del sistema fotovoltaico como total.

Tabla 16. Cálculo del Rendimiento Específico de la Intalación

| Arreglo | Edificio Administrativo | Rack de Descarga | Total |
|----------------------------------|-------------------------|------------------|------------|
| Potencia Instalada [kW] | 18.90 | 92.40 | 111.30 |
| Energía Generada [kWh] | 26,034.00 | 126,930.00 | 152,964.00 |
| Rendimiento Específico [kWh/kWp] | 1,377.46 | 1,373.70 | 1,374.34 |

Fuente: Elaboración Propia con datos de PVSyst v. 6.7.8

El rendimiento específico de ambos arreglos supera el valor base de 1,350 kWh/kWp, utilizado como referencia de viabilidad técnica. Por lo tanto, el conjunto fotovoltaico es factible técnicamente debido a que supera el valor del rendimiento promedio de las instalaciones fotovoltaica de la costa norte de Honduras.

B. Performance Ratio

El performance ratio de una instalación fotovoltaica varía mensualmente, debido a las condiciones de trabajo cambiantes durante el año. Las siguientes figuras muestran el performance ratio de ambos arreglos fotovoltaicos y su variación mensual:

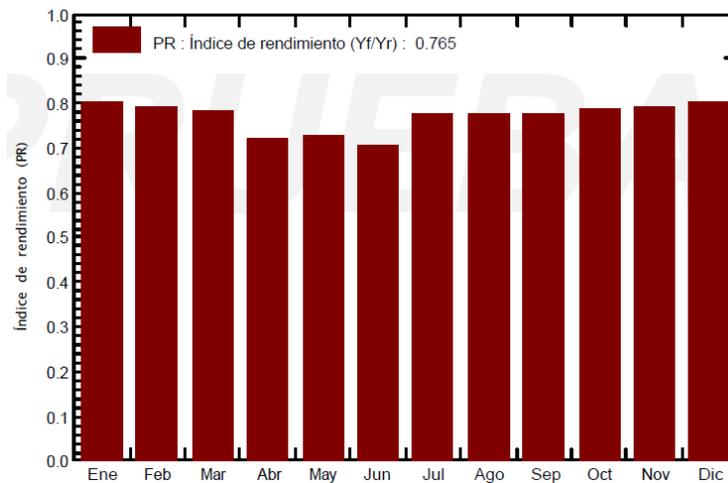


Figura 15. Performance Ratio del Arreglo del Rack de Descarga

Fuente: PVSyst v. 6.7.8

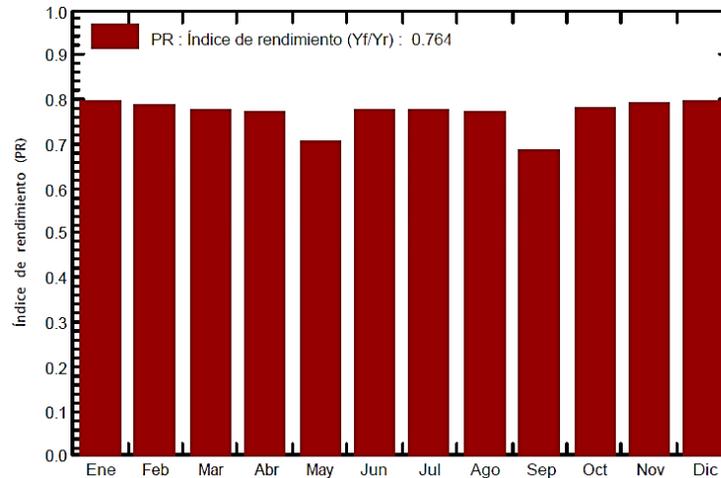


Figura 16. Performance Ratio del Arreglo del Edificio Administrativo

Fuente: PVSyst v. 6.7.8

El performance ratio promedio de ambas instalaciones equivale al 76.45%. Por lo tanto, el índice de rendimiento de las instalaciones están dentro del rango base establecido en el apartado 5.4.6.B. como factible.

6.3. ANÁLISIS ECONÓMICO

En el siguiente apartado se especifica el análisis de los resultados obtenidos de los cálculos financieros y la determinación de la viabilidad económica del proyecto.

6.3.1. PROYECCIÓN DE LOS INGRESOS

El suministro de energía para autoconsumo, a través del sistema de generación solar-fotovoltaico, genera a su vez un ingreso para la planta termoeléctrica ENERSA, debido a que la cantidad de energía de los generadores principales de la planta, cedida anteriormente para el consumo energético del edificio administrativo, será inyectada a la red de transmisión de la ENEE.

Por lo tanto, los ingresos para ENERSA serán directamente proporcionales a la energía generada por el sistema de generación solar-fotovoltaico, con una tarifa del 0.10 \$/kWh. En la siguiente gráfica se muestra los ingresos generados a la empresa ENERSA proyectados a 20 años.

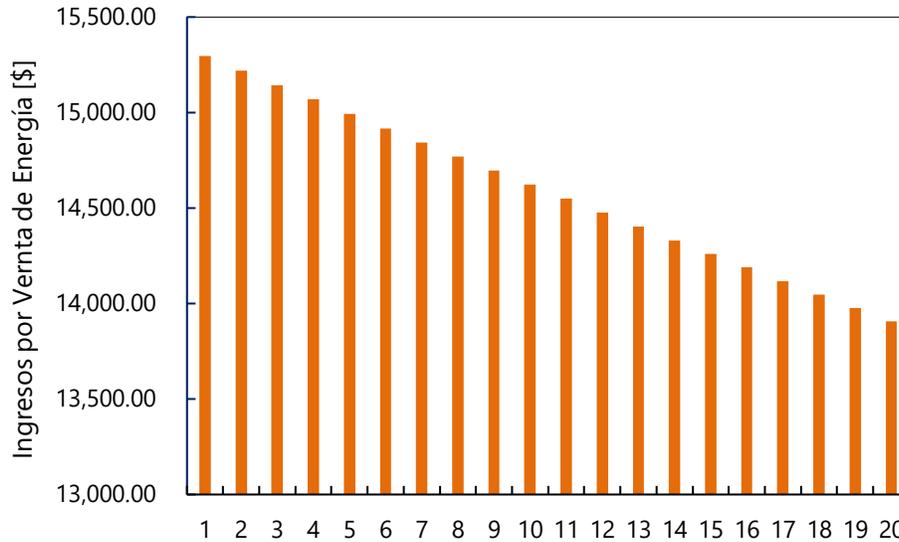


Figura 17. Ingresos por Venta de Energía Generada a través del Sistema Solar-Fotovoltaico

6.3.2. PRESUPUESTO DE INVERSIÓN INICIAL

El presupuesto de la inversión inicial contempló los precios actuales del mercado internacional de los dispositivos, la estructura, el cableado y la conducción, el equipo de conexión y sus protecciones, y la mano de obra necesario para la instalación del sistema de generación solar-fotovoltaico descentralizado. Por lo tanto, la inversión inicial del proyecto asciende a \$ 93,656.33, teniendo un costo unitario de 0.85 \$/Wp. El presupuesto detallado del proyecto se puede observar en el Anexo 6.

6.3.3. PRESUPUESTO DE COSTOS

El presupuesto de costos abarca un estudio comparativo del costo de la energía con el suministro actual versus el costo de la energía con la instalación del sistema de generación solar-fotovoltaico para autoconsumo.

A. Costo de la Energía con el Suministro Actual

El costo de la energía con el suministro actual hace referencia al pago por continuar cubriendo la demanda total de energía del edificio administrativo con el suministro de la red de consumo propio de la planta termoeléctrica ENERSA, a una tarifa de 0.10 \$/kWh.

B. Costos de la Energía con la Instalación del Sistema de Generación Solar-Fotovoltaico

El costo total de la energía, luego de la implementación del sistema solar-fotovoltaico, se desglosa en el costo por operación y mantenimiento, el costo del seguro de vida del proyecto y el pago de la energía del edificio administrativo que se sigue consumiendo de la red de consumo propio de la planta.

El costo de operación y mantenimiento anual para el sistema de generación solar-fotovoltaico equivale a 19 \$/kW, basados en las recomendaciones del NREL. Por consiguiente, el sistema de generación solar-fotovoltaico tendrá un egreso, en el primer año, de \$ 2,114.70 en materia de operación y mantenimiento de la instalación. (National Renewable Energy Laboratory , 2016)

Según (Reyes, 2019), en promedio las instalaciones solar-fotovoltaicas pagan un monto anual del 0.60 % del costo total de la instalación en materia de seguros. Por lo tanto, el sistema de generación solar-fotovoltaico descentralizado tendrá una cuota inicial del seguro equivalente a \$ 561. 94.

Debido a que el sistema de generación solar-fotovoltaico descentralizado no cubre la demanda del edificio administrativo en su totalidad, habrá un egreso teórico por el pago de la energía que se siga consumiendo de la red de consumo propio de ENERSA. La tarifa de dicha energía se mantendrá estática en 0.10 \$/kWh durante los 20 años de duración del proyecto.

C. Comparación de los Costos

En la siguiente figura se muestra la comparación entre los costos de la energía con el suministro actual y los costos de energía con el sistema de generación solar-fotovoltaico, proyectados a 20 años:

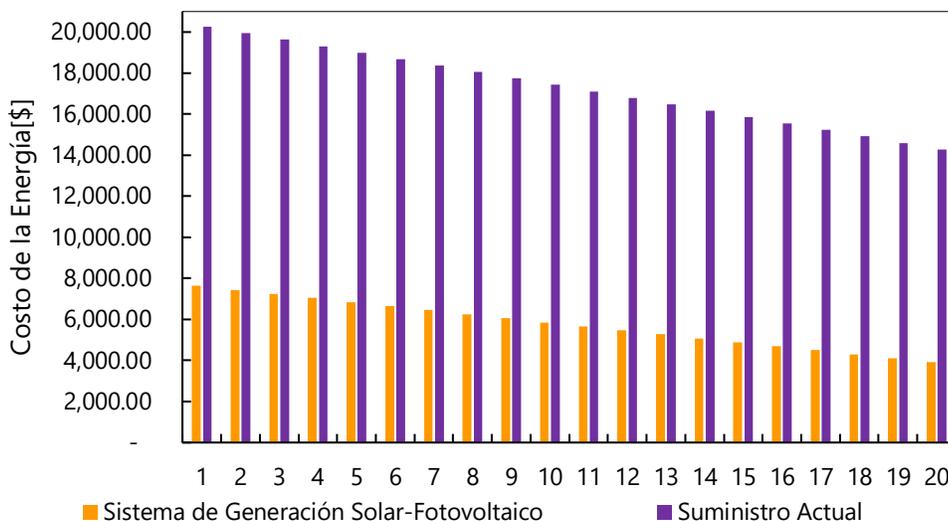


Figura 18. Costo de la Energía con SGSF vs Costo con Suministro Actual

Fuente: Elaboración propia

De la figura 18, se logra concluir que el sistema de generación solar-fotovoltaico para autoconsumo generará un ahorro del 62.29% en el costo de la energía consumida por el edificio administrativo en el primer año, llegando hasta un ahorro del 73% en el año 20.

6.3.4. VALIDACIÓN ECONÓMICA

En el presente apartado se muestran los indicadores de la validación económica del proyecto solar fotovoltaico.

A. Periodo de Recuperación

En la figura 18, se muestran los flujos de efectivo, a 20 años, obtenidos con la instalación del sistema de generación solar-fotovoltaico.

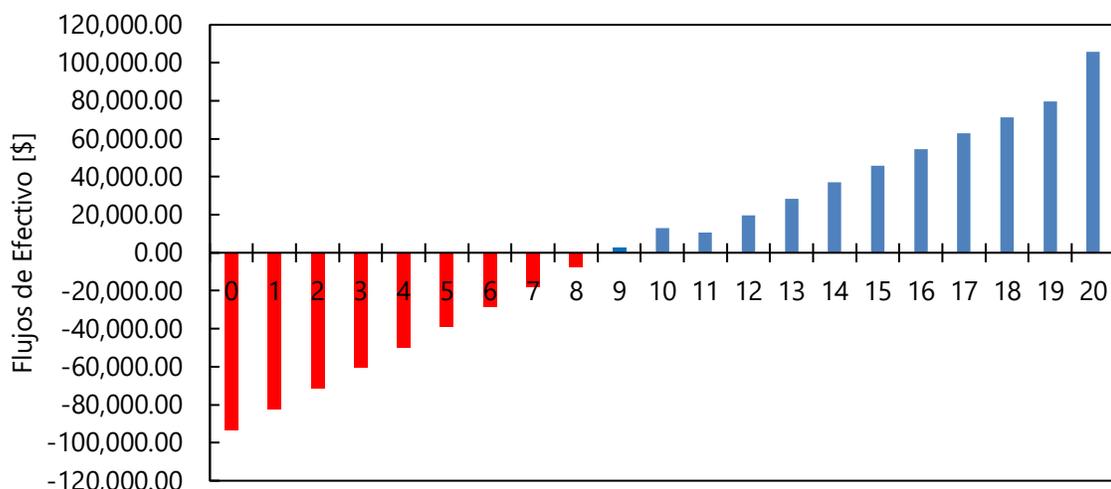


Figura 19. Flujos de Efectivo Acumulados del Proyecto Solar-Fotovoltaico

Fuente: Elaboración propia

Como se logra observar en la figura 19, el periodo de retorno estimado del proyecto es de 8.73 años. Ver en Anexo 7 el estado de resultados, a partir del cual se obtienen los flujos acumulados de efectivo del proyecto.

B. VAN, TIR y LCOE

Tomando en cuenta los flujos de efectivo proyectados en el apartado previo, se obtienen los siguientes resultados:

| Parámetros de Salida | |
|--|-----------|
| Periodo de Recuperación de la Inversión [años] | 8.73 |
| Tasa Interna de Retorno (TIR) [%] | 8.62% |
| Valor Actual Neto (VAN) [\$] | 41,304.33 |
| Costo Nivelado de la Energía (LCOE) [\$/kWh] | 0.05 |

Fuente: Elaboración propia

El sistema de generación solar-fotovoltaico tiene una tasa interna de retorno del 8.62%, superior a la tasa mínima aceptable de retorno del 4.00%. De igual manera, el sistema solar-fotovoltaico genera unos flujos de efectivo, que al ser descontados a la tasa del 4.00%, tienen un valor actual neto que asciende los \$ 41,304.33. Por último, el costo nivelado de la Energía del sistema de generación solar-fotovoltaico es de 0.05 \$/kWh, garantizando la viabilidad económica al tener una tarifa menor a la actual.

C. Índice Costo-Beneficio

Al tener un costo menor que el suministro de la energía actual, el sistema de generación solar-fotovoltaico genera los flujos de ahorro mostrados en la figura 20. Ver Anexo 8 el estado de resultados detallado para el índice de costo-beneficio.

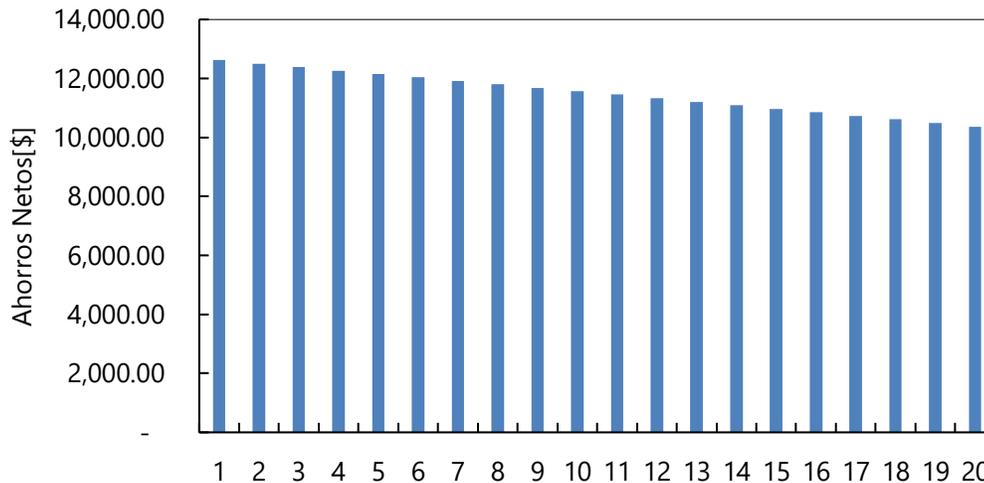


Figura 20. Flujos de Ahorro por Implementación de Sistema Generador Solar-Fotovoltaico

Fuente: Elaboración propia

Siendo el ahorro en el costo de la energía el beneficio obtenido con la instalación del sistema generador solar- fotovoltaico, y siendo la inversión inicial el único componente de los costos iniciales del proyecto, se obtiene los siguientes resultados:

Tabla 17. Resumen de Parámetros de Salida del Indicador Costo Beneficio

| Parámetros de Salida | |
|--------------------------------------|------------|
| Tasa Mínima Aceptable de Retorno [%] | 4.00 |
| Valor Actual Neto de Beneficios [\$] | 158,392.14 |
| Valor Actual Neto de Costos [\$] | 93,656.33 |
| Índice de Costo-Beneficio | 1.69 |

Fuente: Elaboración Propia

Los resultados de la tabla 17 muestran rentabilidad económica del proyecto al obtener un índice de costo-beneficio equivalente al 1.69.

VII. CONCLUSIONES

La siguiente investigación tuvo como objetivo Determinar el costo-beneficio generado a la empresa termoeléctrica ENERSA, a través de un sistema de generación solar-fotovoltaico descentralizado para autoconsumo, como una estrategia de diversificación de la matriz energética del edificio administrativo. En base a los resultados obtenidos en el análisis de mercado, el análisis técnico y el análisis económico, se derivan las siguientes conclusiones:

- Se determinó que la demanda de energía promedio anual del edificio administrativo equivale a 197,722.47 kWh, con una demanda promedio mensual de 16,476.87 kWh.
- Se identificó al Edificio Administrativo y al Rack de Descarga como emplazamientos del sistema debido a la cercanía con puntos de interconexión a la red de suministro propio de ENERSA y la disponibilidad de espacio para la instalación de módulos fotovoltaicos sobre techo.
- Se determinó que la potencia instalada del Sistema de Generación Solar-Fotovoltaico equivale a 111.30 kW.
- El Sistema de Generación Solar-Fotovoltaico es viable técnicamente ya que el Performance Ratio del Sistema Generador Solar-Fotovoltaico Descentralizado es de 76.45%, y su Rendimiento Específico es de 1,374.34 kWh/kWp.
- El Costo Nivelado de la Energía generada con el Sistema de Generación Solar-Fotovoltaico es de 0.05\$/kWh, menor a la tarifa de energía actual ofrecida por ENERSA.
- Se determinó que el Valor Actual Neto de los flujos netos del Sistema de Generación Solar- Fotovoltaico asciende a \$ 41,304.33
- La Tasa Interna de Retorno del Sistema de Generación Solar-Fotovoltaico es de 8.62 %, la cual supera la Tasa Mínima Aceptable de Rendimiento establecida por la empresa para la valoración de un proyecto en moneda extranjera [USD].
- La instalación de un Sistema de Generación Solar-Fotovoltaico Descentralizado para Autoconsumo es viable debido a que el índice de Costo Beneficio es mayor a 1.

VIII. RECOMENDACIONES

A partir del desarrollo del proyecto y de las conclusiones formuladas, se recomienda lo siguiente:

- Se recomienda la instalación del Generador Solar-Fotovoltaico en los emplazamientos, descritos en el informe, para no incurrir en pérdidas por acoplamiento a la red.
- Se recomienda emplear la configuración de la conexión serie/paralelo de los módulos y el calibre de cable, sustentados en el estudio técnico, para no disminuir el Performance Ratio y el Rendimiento Específico de la Instalación
- Se recomienda la compra de equipo en el mercado internacional para disminuir el costo de inversión inicial.
- Se recomienda un financiamiento con una relación deuda-inversionista del 70/30, respectivamente, para aumentar la rentabilidad del proyecto y disminuir la Tasa Mínima Aceptable de Rendimiento.

IX. BIBLIOGRAFÍA

- Baca Urbina, G. (2013). *Evaluación de Proyectos*.
- Boruah, D., Barua, S., & Ramaswamy, A. P. (2014). *Potential for Rooftop Solar Photovoltaic System in Pondicherry University Campus to Promote Sustainable Development*.
- Canadian Solar. (2018). *Ku Dymond Datasheet*.
- Cárcamo, J. (2006). *Reseña Histórica ENERSA*.
- Comisión Interdepartamental del Cambio Climático . (2011). *Guía Práctica para El Cálculo de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI)*.
- ENERSA. (2004). *Diagrama Unifilar ENERSA*.
- ENERSA. (2018). *Informe Diario de Operación de ENERSA- Térmica*.
- Fernandez, L. (2008). *Proceso Administrativo: Estudio Técnico*. Obtenido de Temás de Administración de Empresas: www.admluisfernando.blogspot.com
- Global Electricity. (2013). *Global Electricity:Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a la Red Eléctrica*. Obtenido de www.globalelectricity.wordpress.com
- Google Inc. (2019). Obtenido de Google Maps: www.google.hn/maps
- Grana, P. (2016). *Solar Power World: Solar Inverter and Clipping*.
- Grupo Terra. (2006). *Planta ENERSA*.
- Grupo Terra. (s.f.). *Grupo Terra*. Obtenido de www.corporaciongrupoterra.com
- Helukabel. (2016). *Cable, Wires, and Accesories*.
- Martinez, F. (Febrero de 2019). Rendimiento Específico de Plantas Fotovoltaicas en la Costa Norte de Honduras. (A. Rodríguez, Entrevistador)
- Mete, M. R. (2014). *VALOR ACTUAL NETO Y TASA DE RETORNO: SU UTILIDAD COMO HERRAMIENTAS PARA EL ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE INVERSION*.
- Microgeneration Certification Scheme. (2012). *Guide to the Installation of Photovoltaic Systems*.

Ministerio Español de Industria, Energía y Turismo. (2002). *Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión ITC-BT-40*.

MonSolar. (2019). *Tutoriales:Tipos de Sistemas Solares Fotovoltaicos*. Obtenido de www.monsolar.com

National Fire Protection Association. (2008). *National Electrical Code*.

National Renewable Energy Laboratory . (2016). *Distributed Generation Renewable Energy Estimate of Costs*.

National Renewable Energy Laboratory. (1995). *Photovoltaic Fundamentals*.

Padilla Álvarez, G. (2003). *Tutorial para la Asignatura de Costos y Presupuestos*.

Padilla, A., & Cruz, G. (2018). *Costo Beneficio de Instalaciones Fotovoltaicas a Nivel de Microgeneración Conectadas a la Red*.

Perpiñán, O. (2018). *Energía Solar Fotovoltaica*.

PVSyst. (2019). *Software: PVSyst*. Obtenido de www.pvsyst.com

Recarte, J. (2013). *Central Fotovoltaica de 500 kW*.

Reich, N. H., Mueller, B., Armbruster, A., van Sark, W. G., Kiefer, K., & Reise, C. (2011). *Performance ratio revisited: is PR > 90% realistic?*

Reyes, A. (2019). (A. Rodríguez, Entrevistador)

Reyes, A., & Osorio, E. (2018). *Implementación de Sistema Híbrido Solar Fotovoltaico-Diésel en la Municipalidad de Puerto Lempira*.

Segei. (2014). *Sistemas de Alarma: Medidor ION 8650*. Obtenido de sistemasalarmas.blogspot.com

SMA-Solar. (2018). *Sunny Tripower Datasheet*.

Solar Latam. (2017). *Blog:Energía Solar para Zonas Rurales en Argentina*. Obtenido de www.solarlatam.com

Tersa. (2018). *Actividades: Instalaciones Fotovoltaicas*. Obtenido de <http://www.tersa.cat>

U.S. Department of Energy. (2015). *Levelized Cost of Energy*.

Universidad de Chile: Facultad de Arquitectura y Urbanismo. (2005). Sistemas Fotovoltaicos en
Arquitectura y Urbanismo. *Revista de Urbanismo*.

Vegas, C. (2013). *Dispositivos de Protección Eléctrica*.

X. ANEXOS

10.1. ANEXO 1: HOJA DE DATOS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS








KuDymond

HIGH EFFICIENCY POLY MODULE

CS3U-350 | 355 | 360 | 365P-FG

MORE POWER

-  Low power loss in cell connection
-  Low NMOT: 42 ± 3 °C
Low temperature coefficient (Pmax): -0.37 % / °C
-  Better shading tolerance

MORE RELIABLE

-  Lower hot spot temperature
-  Minimizes micro-cracks
-  Heavy snow load up to 5400 Pa,
wind load up to 2400 Pa
-  Fire Class A and Type 3 / Type 13 certified
according to IEC 61730-2 / MST 23 and UL 1703

30 years linear power output warranty

10 years product warranty on materials and workmanship

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES

ISO 9001:2008 / Quality management system
ISO 14001:2004 / Standards for environmental management system
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / CEC AU
UL 1703: CSA / IEC61701 ED2: VDE / IEC62716: VDE
Take-e-way







*We can provide this product with special BOM specifically certified with salt mist, ammonia and sand blowing tests. Please talk to our local technical sales representatives to get your customized solutions.

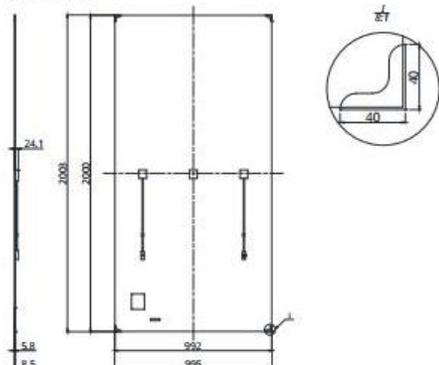
CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in IHS Module Customer Insight Survey. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 30 GW deployed around the world since 2001.

CANADIAN SOLAR INC.
545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

Continuación Anexo 1

ENGINEERING DRAWING (mm)

Rear View



ELECTRICAL DATA | STC*

| CS3U | 350P-FG | 355P-FG | 360P-FG | 365P-FG |
|------------------------------|---|---------|---------|---------|
| Nominal Max. Power (Pmax) | 350 W | 355 W | 360 W | 365 W |
| Opt. Operating Voltage (Vmp) | 39.2 V | 39.4 V | 39.6 V | 39.8 V |
| Opt. Operating Current (Imp) | 8.94 A | 9.02 A | 9.10 A | 9.18 A |
| Open Circuit Voltage (Voc) | 46.6 V | 46.8 V | 47.0 V | 47.2 V |
| Short Circuit Current (Isc) | 9.51 A | 9.59 A | 9.67 A | 9.75 A |
| Module Efficiency | 17.64% | 17.89% | 18.15% | 18.40% |
| Operating Temperature | -40°C – +85°C | | | |
| Max. System Voltage | 1500V (IEC) or 1000V (IEC/UL) | | | |
| Module Fire Performance | TYPE 3 / Type 13 (UL 1703) or CLASS A (IEC61730) | | | |
| Max. Series Fuse Rating | 30 A | | | |
| Application Classification | Class A | | | |
| Power Tolerance | 0 – + 5 W | | | |

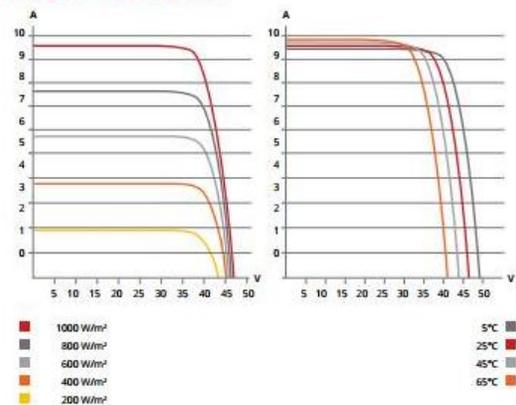
* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

| CS3U | 350P-FG | 355P-FG | 360P-FG | 365P-FG |
|------------------------------|---------|---------|---------|---------|
| Nominal Max. Power (Pmax) | 260 W | 264 W | 268 W | 271 W |
| Opt. Operating Voltage (Vmp) | 36.2 V | 36.4 V | 36.6 V | 36.8 V |
| Opt. Operating Current (Imp) | 7.18 A | 7.25 A | 7.31 A | 7.38 A |
| Open Circuit Voltage (Voc) | 43.7 V | 43.9 V | 44.1 V | 44.3 V |
| Short Circuit Current (Isc) | 7.67 A | 7.74 A | 7.80 A | 7.87 A |

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

CS3U-355P-FG / I-V CURVES



MECHANICAL DATA

| Specification | Data |
|------------------------------------|---|
| Cell Type | Poly-crystalline |
| Cell Arrangement | 144 [2 x (12 x 6)] |
| Dimensions | 2000 X 992 X 5.8 mm (78.7 X 39.1 X 0.23 in) without J-Box and corner protector |
| (Incl. corner protector) | 2003 X 995 X 8.5 mm (78.9 X 39.2 X 0.33 in) without J-Box |
| Weight | 29 kg (63.9 lbs) |
| Front / Back Glass | 2.5 mm heat strengthened glass |
| Frame | Frameless |
| J-Box | IP68, 3 bypass diodes |
| Cable | 4 mm ² (IEC), 12 AWG (UL) |
| Cable Length (Including Connector) | Portrait: 400 mm (15.7 in) (+) / 280 mm (11.0 in) (-); landscape: 1250 mm (49.2 in); leap-frog connection: 1670 mm (65.7 in)* |
| Connector | T4 series |
| Per Pallet | 30 pieces |
| Per Container (40' HQ) | 660 pieces |

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

| Specification | Data |
|--------------------------------------|--------------|
| Temperature Coefficient (Pmax) | -0.37 % / °C |
| Temperature Coefficient (Voc) | -0.29 % / °C |
| Temperature Coefficient (Isc) | 0.05 % / °C |
| Nominal Module Operating Temperature | 42 ± 3°C |

PARTNER SECTION



* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.

CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

Sept. 2018. All rights reserved. PV Module Product Datasheet V5.58_EN

wondershare

10.2. ANEXO 2: HOJA DE DATOS DE INVERSOR

SUNNY TRIPOWER 12000TL-US / 15000TL-US /
20000TL-US / 24000TL-US / 30000TL-US



Design flexibility

- 1000 V DC or 600 V DC
- Two independent DC inputs
- 15° to 90° mounting angle range
- Detachable DC Connection Unit

System efficiency

- 98.0% CEC, 98.6% Peak
- 1000 V DC increases system efficiency
- OptiTrac Global Peak MPPT

Enhanced safety

- Integrated DC AFCI
- Floating system with all-pole sensitive ground fault protection
- Reverse polarity indicator in combination with Connection Unit

Future-proof

- Complete grid management feature set
- Integrated Speedwire, WebConnect, ModBus interface
- Bi-directional Ethernet communications
- Utility-interactive controls for active and reactive power

SUNNY TRIPOWER 12000TL-US / 15000TL-US / 20000TL-US / 24000TL-US / 30000TL-US

The ultimate solution for decentralized PV plants, now up to 30 kilowatts

The world's best-selling three-phase PV inverter, the SMA Sunny Tripower TL-US, is raising the bar for decentralized commercial PV systems. This three-phase, transformerless inverter is UL listed for up to 1000 V DC maximum system voltage and has a peak efficiency above 98 percent, while OptiTrac Global Peak minimizes the effects of shade for maximum energy production. The Sunny Tripower delivers a future-proof solution with full grid management functionality, cutting edge communications and advanced monitoring. The Sunny Tripower is also equipped with all-pole ground fault protection and integrated AFCI for a safe, reliable solution. It offers unmatched flexibility with a wide input voltage range and two independent MPP trackers. Suitable for both 600 V DC and 1,000 V DC applications, the Sunny Tripower allows for flexible design and a lower levelized cost of energy.

www.SMA-America.com

Continuación Anexo 2

| Technical data | Sunny Tripower 12000TL-US | Sunny Tripower 15000TL-US | Sunny Tripower 20000TL-US | Sunny Tripower 24000TL-US | Sunny Tripower 30000TL-US |
|---|--|---------------------------|---------------------------|---------------------------|------------------------------|
| Input (DC) | | | | | |
| Max. array power | 18000 Wp STC | 22500 Wp STC | 30000 Wp STC | 36000 Wp STC | 45000 Wp STC |
| Max. DC voltage | *1000 V | | | | 1000 V |
| Rated MPPT voltage range | 300 V...800 V | 300 V...800 V | 380 V...800 V | 450 V...800 V | 500 V...800 V |
| MPPT operating voltage range | | | 150 V...1000 V | | |
| Min. DC voltage / start voltage | | | 150 V / 188 V | | |
| Number of MPP tracker inputs | | | 2 | | |
| Max. operating input current / per MPP tracker | | | 66 A / 33 A | | |
| Max. short circuit current per MPPT / string input | | | 53 A / 53 A | | |
| Output (AC) | | | | | |
| AC nominal power | 12000 W | 15000 W | 20000 W | 24000 W | 30000 W |
| Max. AC apparent power | 12000 VA | 15000 VA | 20000 VA | 24000 VA | 30000 VA |
| Output phases / line connections | 3 / 3-NPE | | | | 3 / 3-NPE, 3-PE |
| Nominal AC voltage | 480 / 277 V WYE | | | | 480 / 277 V WYE, 480 V Delta |
| AC voltage range | 244 V...305 V | | | | |
| Rated AC grid frequency | 60 Hz | | | | |
| AC grid frequency / range | 50 Hz, 60 Hz / -6 Hz...+5 Hz | | | | |
| Max. output current | 14.4 A | 18 A | 24 A | 29 A | 36.2 A |
| Power factor at rated power / adjustable displacement | 1 / 0.0 leading...0.0 lagging | | | | |
| Harmonics | < 3% | | | | |
| Efficiency | | | | | |
| Max. efficiency / CEC efficiency | 98.2% / 97.5% | 98.2% / 97.5% | 98.5% / 97.5% | 98.5% / 98.0% | 98.6% / 98.0% |
| Protection devices | | | | | |
| DC reverse polarity protection | ● | | | | |
| Ground fault monitoring / grid monitoring | ● | | | | |
| All-pole sensitive residual current monitoring unit | ● | | | | |
| DC AFCI compliant to UL 1699B | ● | | | | |
| AC short circuit protection | ● | | | | |
| Protection class / overvoltage category | I / IV | | | | |
| General data | | | | | |
| Dimensions (W / H / D) in mm (in) | 665 / 650 / 265 (26.2 / 25.6 / 10.4) | | | | |
| Packing dimensions (W / H / D) in mm (in) | 780 / 790 / 380 (30.7 / 31.1 / 15.0) | | | | |
| Weight | 55 kg (121 lbs) | | | | |
| Packing weight | 61 kg (134.5 lbs) | | | | |
| Operating temperature range | -25°C...+60°C | | | | |
| Noise emission (typical) / internal consumption at night | 51 dB(A) / 1 W | | | | |
| Topology | Transformerless | | | | |
| Cooling concept / electronics protection rating | OptiCool / NEMA 3R | | | | |
| Features | | | | | |
| Display / LED indicators (Status / Fault / Communication) | - / ● | | | | |
| Interface: RS485 / Speedwire, WebConnect | ○ / ● | | | | |
| Data interface: SMA Modbus / SunSpec Modbus | ● / ● | | | | |
| Mounting angle range | 15°...90° | | | | |
| Warranty: 10 / 15 / 20 years | ● / ○ / ○ | | | | |
| Certifications and approvals | UL 1741, UL 1741SA, CA Rule 21, UL 1998, UL 1699B, IEEE 1547, FCC Part 15 (Class A & B), CAN/CSA C22.2 107.1-1 | | | | |
| NOTE: US inverters ship with gray lids. Data at nominal conditions, August 2017. * Suitable for 600 V DC max. systems | | | | | |
| ● Standard features ○ Optional features - Not available | | | | | |
| Type designation | STP 12000TL-US-10 | STP 15000TL-US-10 | STP 20000TL-US-10 | STP 24000TL-US-10 | STP 30000TL-US-10 |

Accessories



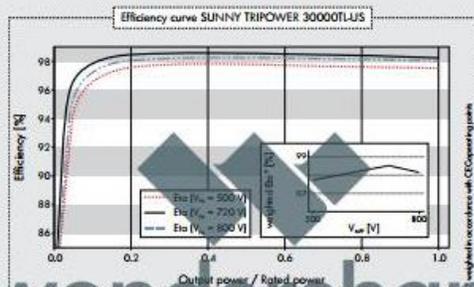
RS485 interface
DM-485CB-US-10



Connection Unit
CU 1000-US-11

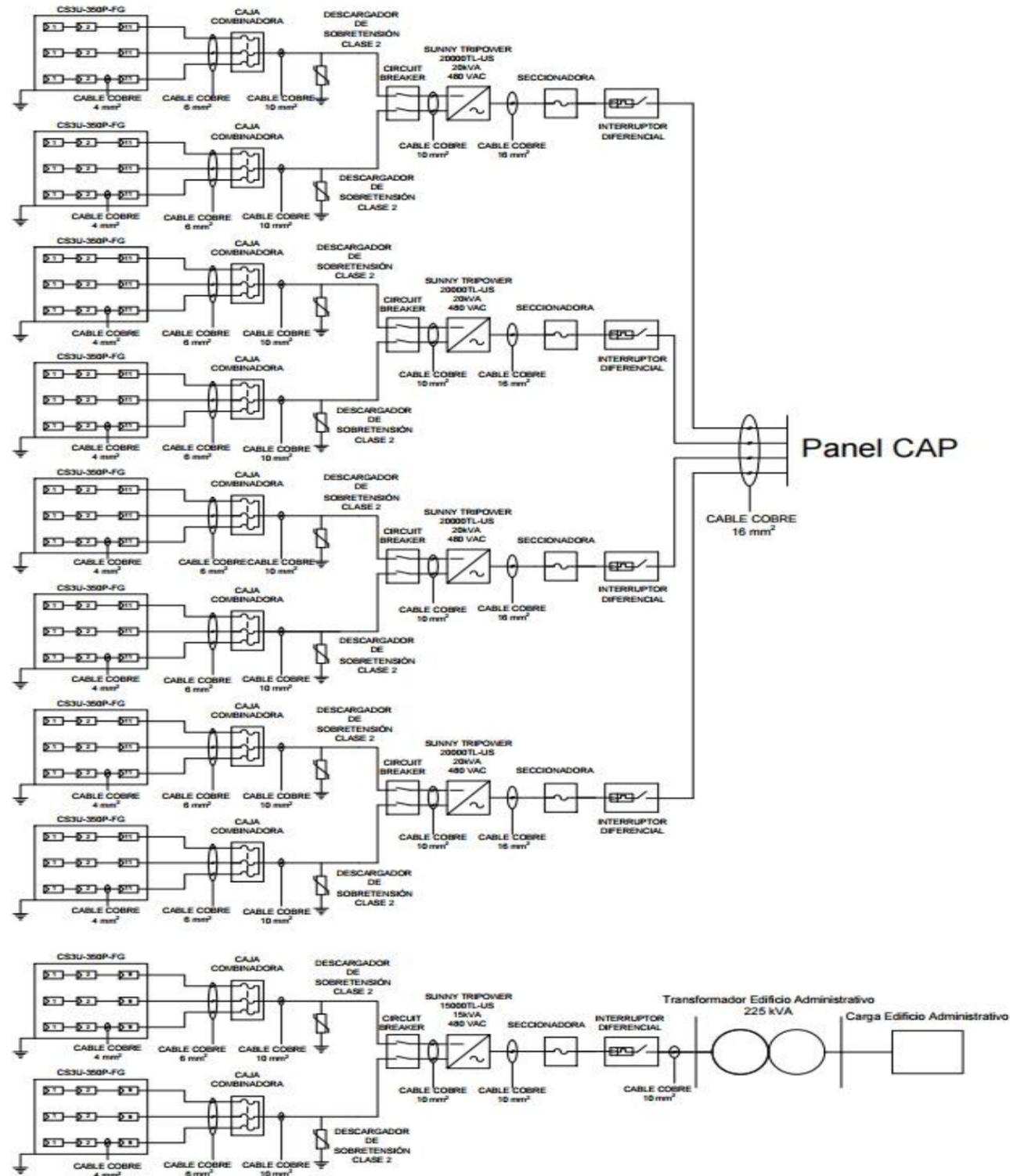


SMA Cluster Controller
CLCON-10



STP12000TL-US-10, STP15000TL-US-10, STP20000TL-US-10, STP24000TL-US-10, STP30000TL-US-10 are registered trademarks of SMA Solar Technology AG. Printed on FSC-certified paper. All products and services identified as well as technical data are subject to change, even for reasons of country-specific conditions, at any time without notice. SMA reserves the liability for errors or omissions. For current information, see www.sma.de/en.

10.3. ANEXOS 3: PLANOS UNIFILAR DEL SISTEMA DE GENERACIÓN SOLAR-FOTOVOLTAICO



| | | |
|--|--|---------------------|
| Cliente / Customer:  D.P.S. CHOLOMA III, PHASE 1 | Contenido / Content: Plano Unifilar de Sistema de Generacion Solar-Fotovoltaico | |
| Propuesto por / Replaced by: | Abner Rodríguez | Hoja No. / Sheet #: |

10.4. ANEXO 4: REPORTE DE GENERACIÓN DE ENERGÍA DE ARREGLO DEL RACK DE DESCARGA

PVSYST V6.78

01/02/19

Página 4/5

Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : **PISTA ESTRELLA**

Variante de simulación : **RACK DE DESCARGA**

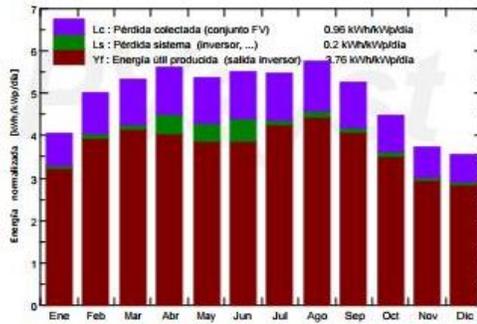
Simulación para la 1.º año de funcionamiento

| Parámetros principales del sistema | Tipo de sistema | Sistema sobre un edificio |
|------------------------------------|-----------------------|---------------------------------------|
| Sombreados cercanos | Sombreado lineal | |
| Orientación Campos FV | 2 orientaciones | Inclinación/Acimut = 8°/-175° y 8°/5° |
| Módulos FV | Modelo | CS3U-350P-FG P4 Pnom 350 Wp |
| Conjunto FV | Núm. de módulos | 264 Pnom total 92.4 kWp |
| Inversor | Modelo | Sunny Tripower 20000TL-30 20.00 kW ac |
| Paquete de inversores | Núm. de unidades | 4.0 Pnom total 80.0 kW ac |
| Necesidades del usuario | Carga ilimitada (red) | |

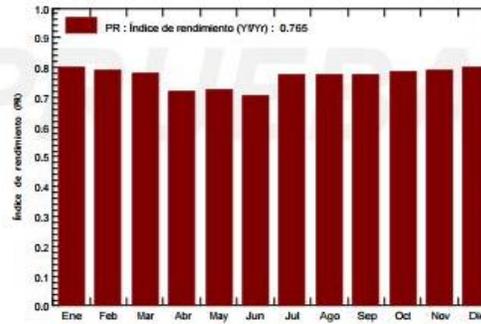
Resultados principales de la simulación

Producción del sistema **Energía producida 126.9 MWh/año** Produc. específica 1374 kWh/kWp/año
 Índice de rendimiento (PR) 76.55 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 92.4 kWp



Índice de rendimiento (PR)



RACK DE DESCARGA Balances y resultados principales

| | GlobHor kWh/m ² | DiffHor kWh/m ² | T_Amb °C | GlobInc kWh/m ² | GlobEff kWh/m ² | EArray MWh | E_Grid MWh | PR |
|------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------|-------------------------------|-------------------------------|---------------|---------------|-------|
| Enero | 125.8 | 60.59 | 23.65 | 125.2 | 117.6 | 9.50 | 9.23 | 0.798 |
| Febrero | 140.5 | 60.90 | 24.90 | 139.9 | 132.1 | 10.49 | 10.19 | 0.788 |
| Marzo | 165.2 | 77.84 | 26.53 | 164.4 | 155.5 | 12.21 | 11.85 | 0.780 |
| Abril | 169.2 | 86.94 | 27.50 | 168.6 | 159.2 | 12.46 | 11.23 | 0.721 |
| Mayo | 166.7 | 93.47 | 28.72 | 165.9 | 156.5 | 12.26 | 11.11 | 0.725 |
| Junio | 165.7 | 84.45 | 28.31 | 165.0 | 155.8 | 12.20 | 10.76 | 0.706 |
| Julio | 170.4 | 85.26 | 28.23 | 169.7 | 160.3 | 12.55 | 12.19 | 0.777 |
| Agosto | 178.4 | 81.00 | 28.30 | 177.6 | 167.9 | 13.08 | 12.70 | 0.774 |
| Septiembre | 158.2 | 73.61 | 27.99 | 157.5 | 148.9 | 11.61 | 11.27 | 0.775 |
| Octubre | 139.7 | 78.39 | 26.98 | 139.1 | 131.1 | 10.41 | 10.11 | 0.787 |
| Noviembre | 112.0 | 59.77 | 24.72 | 111.5 | 104.8 | 8.41 | 8.15 | 0.791 |
| Diciembre | 110.8 | 66.51 | 24.30 | 110.1 | 103.3 | 8.38 | 8.14 | 0.800 |
| Año | 1802.6 | 908.74 | 26.69 | 1794.5 | 1693.0 | 133.56 | 126.93 | 0.765 |

Legendas: GlobHor Irradiación global horizontal
 DiffHor Irradiación difusa horizontal
 T_Amb Temperatura Ambiente
 GlobInc Global incidente plano receptor
 GlobEff Global efectivo, con para IAM y sombreados
 EArray Energía efectiva en la salida del conjunto
 E_Grid Energía inyectada en la red
 PR Índice de rendimiento

Continuación Anexo 4

| | | | |
|--------------|--|----------|------------|
| PVSYST V6.78 | | 01/02/19 | Página 3/5 |
|--------------|--|----------|------------|

Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano

Proyecto : PISTA ESTRELLA

Variante de simulación : RACK DE DESCARGA

Simulación para la 1.º año de funcionamiento

| Parámetros principales del sistema | Tipo de sistema | Sistema sobre un edificio | |
|------------------------------------|-----------------------|---------------------------------------|------------------------------|
| Sombreados cercanos | Sombreado lineal | | |
| Orientación Campos FV | 2 orientaciones | Inclinación/Acimut = 8°/-175° y 8°/5° | |
| Módulos FV | Modelo | CS3U-350P-FG P4 | Pnom 350 Wp |
| Conjunto FV | Núm. de módulos | 264 | Pnom total 92.4 kWp |
| Inversor | Modelo | Sunny Tripower 20000TL-30 | 20.00 kW ac |
| Paquete de inversores | Núm. de unidades | 4.0 | Pnom total 80.0 kW ac |
| Necesidades del usuario | Carga ilimitada (red) | | |

Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano

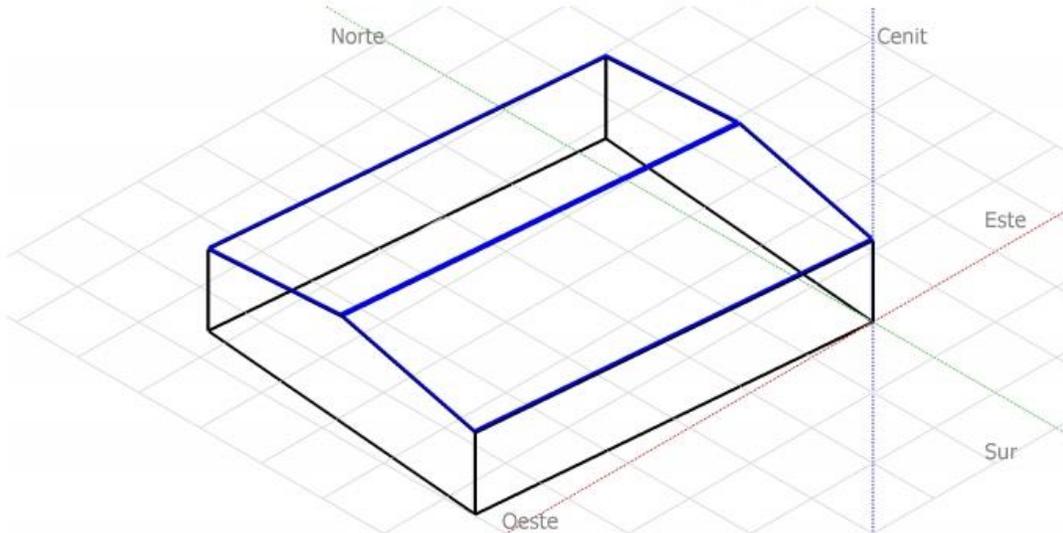
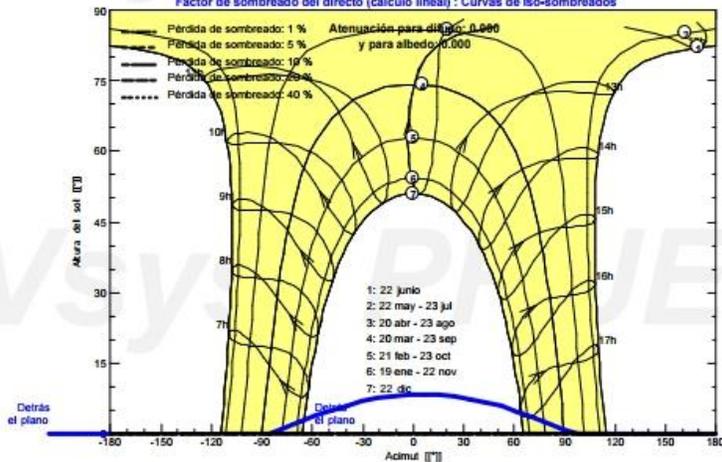


Diagrama de Iso-sombreados

PISTA ESTRELLA

Factor de sombreado del directo (cálculo lineal) : Curvas de Iso-sombreados



10.5. ANEXO 5: REPORTE DE GENERACIÓN DE ENERGÍA DE ARREGLO DEL EDIFICIO ADMINISTRATIVO

PVSYST V6.78

02/02/19

Página 3/4

Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : **PISTA ESTRELLA**

Variante de simulación : **ADMIN MAYOR ESTRELLA**

Simulación para la 1.º año de funcionamiento

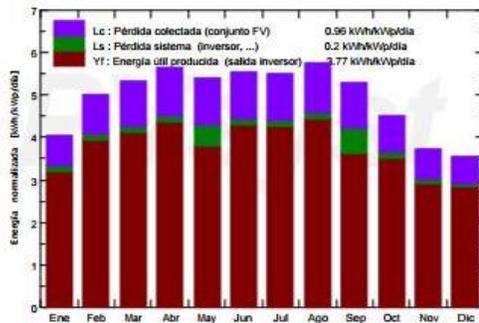
Parámetros principales del sistema Tipo de sistema **Sistema sobre un edificio**

| | | | | |
|----------------------------|-----------------------|---------------------------|------------|------------------|
| Sombreados cercanos | Sombreado lineal | | | |
| Orientación Campos FV | inclinación | 2° | acimut | -103° |
| Módulos FV | Modelo | CS3U-350P-FG P4 | Pnom | 350 Wp |
| Conjunto FV | Núm. de módulos | 54 | Pnom total | 18.90 kWp |
| Inversor | Modelo | Sunny Tripower 15000TL-10 | | 15.00 kW ac |
| Necesidades del usuario | Carga ilimitada (red) | | | |

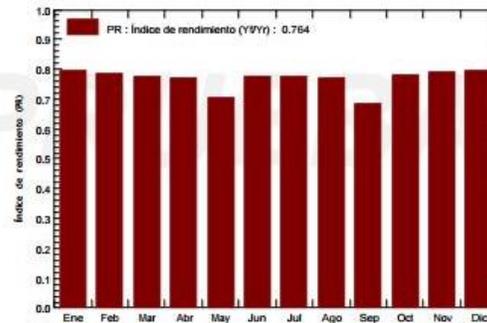
Resultados principales de la simulación

| | | | | |
|------------------------|----------------------------|----------------------|--------------------|------------------|
| Producción del sistema | Energía producida | 26.03 MWh/año | Produc. específica | 1377 kWh/kWp/año |
| | Índice de rendimiento (PR) | 76.44 % | | |

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 18.90 kWp



Índice de rendimiento (PR)



ADMIN MAYOR ESTRELLA Balances y resultados principales

| | GlobHor kWh/m² | DiffHor kWh/m² | T_Amb °C | GlobInc kWh/m² | GlobEff kWh/m² | EArray MWh | E_Grid MWh | PR |
|------------|-------------------|-------------------|-------------|-------------------|-------------------|---------------|---------------|-------|
| Enero | 125.8 | 60.59 | 23.65 | 125.4 | 117.8 | 1.948 | 1.884 | 0.795 |
| Febrero | 140.5 | 60.90 | 24.90 | 140.3 | 132.4 | 2.152 | 2.080 | 0.784 |
| Marzo | 165.2 | 77.84 | 26.53 | 164.9 | 155.8 | 2.503 | 2.418 | 0.776 |
| Abril | 169.2 | 86.94 | 27.50 | 169.5 | 159.9 | 2.559 | 2.473 | 0.772 |
| Mayo | 166.7 | 93.47 | 28.72 | 167.0 | 157.4 | 2.520 | 2.225 | 0.705 |
| Junio | 165.7 | 84.45 | 28.31 | 166.1 | 156.7 | 2.511 | 2.427 | 0.773 |
| Julio | 170.4 | 85.26 | 28.23 | 170.8 | 161.3 | 2.583 | 2.496 | 0.773 |
| Agosto | 178.4 | 81.00 | 28.30 | 178.3 | 168.5 | 2.684 | 2.593 | 0.769 |
| Septiembre | 158.2 | 73.61 | 27.99 | 158.3 | 149.6 | 2.388 | 2.050 | 0.685 |
| Octubre | 139.7 | 78.39 | 26.98 | 139.7 | 131.5 | 2.137 | 2.066 | 0.783 |
| Noviembre | 112.0 | 59.77 | 24.72 | 111.6 | 104.8 | 1.721 | 1.663 | 0.789 |
| Diciembre | 110.8 | 66.51 | 24.30 | 110.2 | 103.2 | 1.714 | 1.658 | 0.796 |
| Año | 1802.6 | 908.74 | 26.69 | 1802.1 | 1698.9 | 27.418 | 26.034 | 0.764 |

| | | | | |
|-----------|---------|---------------------------------|---------|--|
| Leyendas: | GlobHor | Irradiación global horizontal | GlobEff | Global efectivo, con para IAM y sombreados |
| | DiffHor | Irradiación difusa horizontal | EArray | Energía efectiva en la salida del conjunto |
| | T_Amb | Temperatura Ambiente | E_Grid | Energía inyectada en la red |
| | GlobInc | Global incidente plano receptor | PR | Índice de rendimiento |

Continuación Anexo 5

Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano

Proyecto : PISTA ESTRELLA

Variante de simulación : ADMIN MAYOR ESTRELLA

Simulación para la 1.º año de funcionamiento

| Parámetros principales del sistema | Tipo de sistema | Sistema sobre un edificio | | |
|------------------------------------|-----------------------|---------------------------|------------|------------------|
| Sombreados cercanos | Sombreado lineal | | | |
| Orientación Campos FV | inclinación | 2° | acimut | -103° |
| Módulos FV | Modelo | CS3U-350P-FG P4 | Pnom | 350 Wp |
| Conjunto FV | Núm. de módulos | 54 | Pnom total | 18.90 kWp |
| Inversor | Modelo | Sunny Tripower 15000TL-10 | | 15.00 kW ac |
| Necesidades del usuario | Carga ilimitada (red) | | | |

Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano

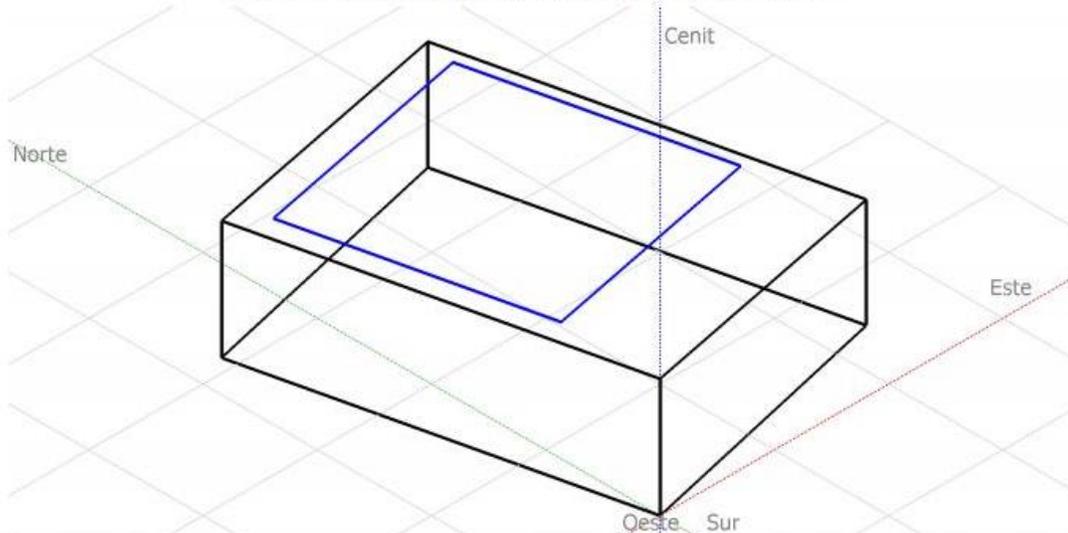
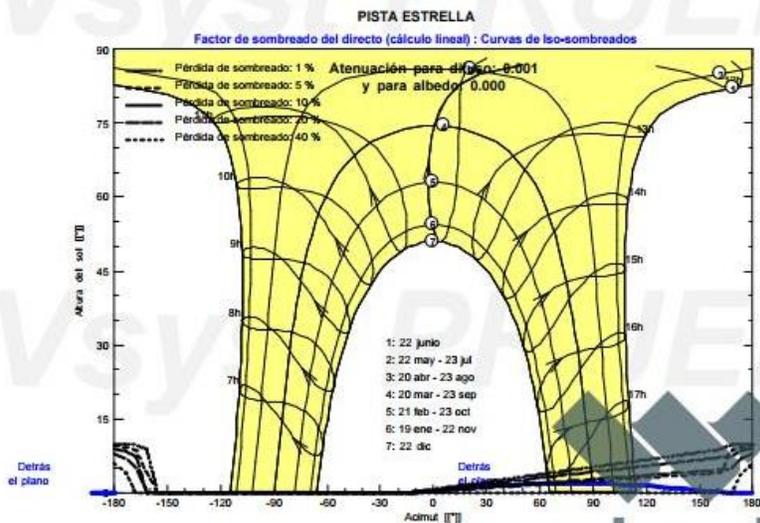


Diagrama de Iso-sombreados



10.6. ANEXO 6: PRESUPUESTO DE INVERSIÓN INICIAL PARA EL SISTEMA DE GENERACIÓN SOLAR-FOTOVOLTAICO

| Material | Cantidad | Unidad | Precio Unitario | Total |
|---|----------|--------|-----------------|--------------|
| Estructura | | | | |
| MiniRail CHICK | 111,000 | W | \$ 0.02 | \$ 1,998.00 |
| Total | | | | \$ 1,998.00 |
| Dispositivos | | | | |
| Módulo Canadian Solar CS3U- 350P-FG | 320 | C/U | \$ 105.00 | \$ 33,600.00 |
| Inversor SMA Sunny Boy 15000TL | 1 | C/U | \$ 3,437.81 | \$ 3,437.81 |
| Inversor SMA Sunny Boy 20000TL | 4 | C/U | \$ 3,560.13 | \$ 14,240.52 |
| SMA CLUSTER CONTROLER | 2 | C/U | \$ 1,080.00 | \$ 2,160.00 |
| Total | | | | \$ 53,438.33 |
| Cableado y Conducción | | | | |
| Cable Phelps Dodge TSJ 4 x #8 AWG | 150 | MTS | \$ 5.20 | \$ 780.00 |
| CABLE Phelps Dodge TSJ 4 x #6 AWG | 250 | MTS | \$ 7.00 | \$ 1,750.00 |
| Cable Helukabel SOLARFLEX-X PV1-F 1 x #10 AWG | 1750 | MTS | \$ 0.60 | \$ 1,050.00 |
| Cable de Tierra Phelps Dodge THHN 1 x #10 AWG | 200 | MTS | \$ 0.50 | \$ 100.00 |
| TUBO CONDUITS | 111,000 | W | \$ 0.005 | \$ 555.00 |
| Total | | | | \$ 4,235.00 |
| Conexiones y Protecciones | | | | |
| Combiner Box 1000 VDC | 10 | C/U | \$ 568.00 | \$ 5,680.00 |
| Fusibles y Porta Fusibles | 111,000 | W | \$ 0.005 | \$ 555.00 |
| Total | | | | \$ 6,235.00 |
| Instalación | | | | |
| Mano de Obra | 111 | \$/kWp | \$ 0.25 | \$ 27,750.00 |
| Total | | | | \$ 27,750.00 |

| | |
|-------------------------|--------------|
| Total Inversión Inicial | \$ 93,656.33 |
| Precio [\$/Wp] : | \$ 0.84 |

| | |
|---------------------------|------|
| Precio de venta [\$/Wp] : | 0.84 |
|---------------------------|------|

10.7. ANEXO 7: ESTADO DE RESULTADOS DEL SISTEMA DE GENERACIÓN SOLAR-FOTOVOLTAICO

| Año | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|--|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Ingresos | | | | | | |
| Tarifa Energía Solar [\$/kWh] | | 0.10 | 0.10 | 0.10 | 0.10 | 0.10 |
| Venta de Energía Producida [\$] | | 15,296.40 | 15,219.92 | 15,143.82 | 15,068.10 | 14,992.76 |
| Total Ingresos [\$] | | 15,296.40 | 15,219.92 | 15,143.82 | 15,068.10 | 14,992.76 |
| Gastos Operativos | | | | | | |
| Operación y Mantenimiento [\$] | | 2,114.70 | 2,146.42 | 2,178.62 | 2,211.30 | 2,244.47 |
| Seguros | | 561.94 | 570.37 | 578.92 | 587.61 | 596.42 |
| Total Gastos Operativos (excepto Depreciación) | | 2,676.64 | 2,716.79 | 2,757.54 | 2,798.90 | 2,840.89 |
| Beneficio antes de Depreciación e Impuestos | | 12,619.76 | 12,503.13 | 12,386.28 | 12,269.20 | 12,151.87 |
| Depreciación | | 6,414.84 | 6,414.84 | 6,414.84 | 6,414.84 | 6,414.84 |
| Beneficio antes de Intereses e Impuestos [\$] | | 6,204.93 | 6,088.29 | 5,971.44 | 5,854.36 | 5,737.04 |
| Beneficio antes de Impuestos [\$] | | 6,204.93 | 6,088.29 | 5,971.44 | 5,854.36 | 5,737.04 |
| Impuesto sobre la Renta [\$] | | 1,551.23 | 1,522.07 | 1,492.86 | 1,463.59 | 1,434.26 |
| Beneficio después de Impuestos [\$] | | 4,653.69 | 4,566.22 | 4,478.58 | 4,390.77 | 4,302.78 |
| Depreciación | | 6,414.84 | 6,414.84 | 6,414.84 | 6,414.84 | 6,414.84 |
| Flujo de Efectivo [\$] | -93,656.33 | 11,068.53 | 10,981.06 | 10,893.42 | 10,805.61 | 10,717.61 |
| Flujo de Efectivo Acumulado [\$] | -93,656.33 | -82,587.80 | -71,606.74 | -60,713.32 | -49,907.72 | -39,190.10 |
| Flujo de Efectivo para VAN [\$] | -93,656.33 | 10,642.82 | 10,152.60 | 9,684.21 | 9,236.68 | 8,809.10 |
| Fracción de Periodo de Retorno de Inversión [años] | | 1.00 | 1.00 | 1.00 | 1.00 | 1.00 |

Continuación Anexo 7

| Año | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|--|------------|------------|-----------|-----------|-----------|
| Ingresos | | | | | |
| Tarifa Energía Solar [\$/kWh] | 0.10 | 0.10 | 0.10 | 0.10 | 0.10 |
| Venta de Energía Producida [\$] | 14,917.80 | 14,843.21 | 14,768.99 | 14,695.15 | 14,621.67 |
| Total Ingresos [\$] | 14,917.80 | 14,843.21 | 14,768.99 | 14,695.15 | 14,621.67 |
| Gastos Operativos | | | | | |
| Operación y Mantenimiento [\$] | 2,278.13 | 2,312.30 | 2,346.99 | 2,382.19 | 2,417.93 |
| Seguros | 605.37 | 614.45 | 623.66 | 633.02 | 633.02 |
| Total Gastos Operativos (excepto Depreciación) | 2,883.50 | 2,926.75 | 2,970.65 | 3,015.21 | 3,050.95 |
| | | | | | |
| Beneficio antes de Depreciación e Impuestos | 12,034.30 | 11,916.45 | 11,798.34 | 11,679.93 | 11,570.72 |
| Depreciación | 6,414.84 | 6,414.84 | 6,414.84 | 6,414.84 | 6,414.84 |
| Beneficio antes de Intereses e Impuestos [\$] | 5,619.46 | 5,501.62 | 5,383.50 | 5,265.10 | 5,155.89 |
| | | | | | |
| Beneficio antes de Impuestos [\$] | 5,619.46 | 5,501.62 | 5,383.50 | 5,265.10 | 5,155.89 |
| Impuesto sobre la Renta [\$] | 1,404.86 | 1,375.40 | 1,345.88 | 1,316.27 | 1,288.97 |
| Beneficio después de Impuestos [\$] | 4,214.59 | 4,126.21 | 4,037.63 | 3,948.82 | 3,866.92 |
| Depreciación | 6,414.84 | 6,414.84 | 6,414.84 | 6,414.84 | 6,414.84 |
| | | | | | |
| Flujo de Efectivo [\$] | 10,629.43 | 10,541.05 | 10,452.46 | 10,363.66 | 10,281.75 |
| Flujo de Efectivo Acumulado [\$] | -28,560.67 | -18,019.62 | -7,567.16 | 2,796.50 | 13,078.25 |
| Flujo de Efectivo para VAN [\$] | 8,400.59 | 8,010.33 | 7,637.51 | 7,281.37 | 6,945.98 |
| Fracción de Periodo de Retorno de Inversión [años] | 1.00 | 1.00 | 1.00 | 0.73 | 0.00 |

Continuación Anexo 7

| Año | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
|--|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Ingresos | | | | | |
| Tarifa Energía Solar [\$/kWh] | 0.10 | 0.10 | 0.10 | 0.10 | 0.10 |
| Venta de Energía Producida [\$] | 14,548.56 | 14,475.82 | 14,403.44 | 14,331.42 | 14,259.76 |
| Total Ingresos [\$] | 14,548.56 | 14,475.82 | 14,403.44 | 14,331.42 | 14,259.76 |
| Gastos Operativos | | | | | |
| Operación y Mantenimiento [\$] | 2,454.20 | 2,491.01 | 2,528.37 | 2,566.30 | 2,604.79 |
| Seguros | 642.51 | 652.15 | 661.93 | 671.86 | 681.94 |
| Total Gastos Operativos (excepto Depreciación) | 3,096.71 | 3,143.16 | 3,190.31 | 3,238.16 | 3,286.74 |
| | | | | | |
| Beneficio antes de Depreciación e Impuestos | 11,451.85 | 11,332.66 | 11,213.13 | 11,093.26 | 10,973.03 |
| Depreciación | 1,750.15 | 1,750.15 | 1,750.15 | 1,750.15 | 1,750.15 |
| Beneficio antes de Intereses e Impuestos [\$] | 9,701.70 | 9,582.50 | 9,462.98 | 9,343.10 | 9,222.88 |
| | | | | | |
| Beneficio antes de Impuestos [\$] | 9,701.70 | 9,582.50 | 9,462.98 | 9,343.10 | 9,222.88 |
| Impuesto sobre la Renta [\$] | 2,425.42 | 2,395.63 | 2,365.74 | 2,335.78 | 2,305.72 |
| Beneficio después de Impuestos [\$] | 7,276.27 | 7,186.88 | 7,097.23 | 7,007.33 | 6,917.16 |
| Depreciación | 1,750.15 | 1,750.15 | 1,750.15 | 1,750.15 | 1,750.15 |
| | | | | | |
| Flujo de Efectivo [\$] | -2,446.81 | 8,937.03 | 8,847.39 | 8,757.48 | 8,667.31 |
| Flujo de Efectivo Acumulado [\$] | 10,631.44 | 19,568.47 | 28,415.86 | 37,173.34 | 45,840.65 |
| Flujo de Efectivo para VAN [\$] | -1,589.40 | 5,582.04 | 5,313.51 | 5,057.23 | 4,812.65 |
| Fracción de Periodo de Retorno de Inversión [años] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |

Continuación Anexo 7

| Año | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
|--|-----------|-----------|-----------|-----------|------------|
| Ingresos | | | | | |
| Tarifa Energía Solar [\$/kWh] | 0.10 | 0.10 | 0.10 | 0.10 | 0.10 |
| Venta de Energía Producida [\$] | 14,188.47 | 14,117.52 | 14,046.94 | 13,976.70 | 13,906.82 |
| Total Ingresos [\$] | 14,188.47 | 14,117.52 | 14,046.94 | 13,976.70 | 13,906.82 |
| Gastos Operativos | | | | | |
| Operación y Mantenimiento [\$] | 2,643.87 | 2,683.52 | 2,723.78 | 2,764.63 | 2,806.10 |
| Seguros | 692.17 | 702.55 | 713.09 | 723.79 | 734.64 |
| Total Gastos Operativos (excepto Depreciación) | 3,336.04 | 3,386.08 | 3,436.87 | 3,488.42 | 3,540.75 |
| Beneficio antes de Depreciación e Impuestos | 10,852.43 | 10,731.45 | 10,610.07 | 10,488.28 | 10,366.07 |
| Depreciación | 1,750.15 | 1,750.15 | 1,750.15 | 1,750.15 | 1,750.15 |
| Beneficio antes de Intereses e Impuestos [\$] | 9,102.28 | 8,981.29 | 8,859.91 | 8,738.13 | 8,615.92 |
| Beneficio antes de Impuestos [\$] | 9,102.28 | 8,981.29 | 8,859.91 | 8,738.13 | 8,615.92 |
| Impuesto sobre la Renta [\$] | 2,275.57 | 2,245.32 | 2,214.98 | 2,184.53 | 2,153.98 |
| Beneficio después de Impuestos [\$] | 6,826.71 | 6,735.97 | 6,644.94 | 6,553.59 | 6,461.94 |
| Depreciación | 1,750.15 | 1,750.15 | 1,750.15 | 1,750.15 | 1,750.15 |
| Flujo de Efectivo [\$] | 8,576.86 | 8,486.12 | 8,395.09 | 8,303.75 | 26,210.79 |
| Flujo de Efectivo Acumulado [\$] | 54,417.51 | 62,903.64 | 71,298.73 | 79,602.48 | 105,813.26 |
| Flujo de Efectivo para VAN [\$] | 4,579.26 | 4,356.55 | 4,144.05 | 3,941.31 | 11,962.26 |
| Fracción de Periodo de Retorno de Inversión [años] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |

10.8. ANEXO 8: ESTADO DE RESULTADOS PARA EL ÍNDICE DE COSTO-BENEFICIO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN SOLAR-FOTOVOLTAICO

| Año | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|---|-----------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Línea Base | | | | | | |
| Demanda de Energía [kWh] | | 202,566.90 | 199,422.80 | 196,278.70 | 193,134.60 | 189,990.50 |
| Tarifa de la Energía [\$/kWh] | | 0.10 | 0.10 | 0.10 | 0.10 | 0.10 |
| Pago por Consumo de Energía [\$] | | 20,256.69 | 19,942.28 | 19,627.87 | 19,313.46 | 18,999.05 |
| Línea Autoconsumo Generación Solar | | | | | | |
| Generación de Energía para Autoconsumo [kWh] | | 152,964.00 | 152,199.18 | 151,438.18 | 150,680.99 | 149,927.59 |
| Energía Consumida de la Red [kWh] | | 49,602.90 | 47,223.62 | 44,840.52 | 42,453.61 | 40,062.91 |
| Ahorros | | | | | | |
| Ahorro por Autoconsumo [\$] | | 15,296.40 | 15,219.92 | 15,143.82 | 15,068.10 | 14,992.76 |
| Egresos | | | | | | |
| Inversión Inicial [\$] | 93,656.33 | | | | | |
| Pago por Consumo de Energía de la Red Propia [\$] | | 4,960.29 | 4,722.36 | 4,484.05 | 4,245.36 | 4,006.29 |
| Costo Fijo de Operación y Mantenimiento [\$] | | 2,114.70 | 2,146.42 | 2,178.62 | 2,211.30 | 2,244.47 |
| Costo Fijo por Pago de Seguro [\$] | | 561.94 | 570.37 | 578.92 | 587.61 | 596.42 |
| Total de Costos [\$] | | 7,636.93 | 7,439.15 | 7,241.59 | 7,044.26 | 6,847.18 |
| Beneficios Netos | | | | | | |
| Flujos de Ahorro: Línea Base- Línea Autoconsumo Generación Solar [\$] | | 12,619.76 | 12,503.13 | 12,386.28 | 12,269.20 | 12,151.87 |
| Total de Beneficios [\$] | | 12,619.76 | 12,503.13 | 12,386.28 | 12,269.20 | 12,151.87 |
| Flujo de Beneficios para VAN [\$] | | 12,134.38 | 11,559.85 | 11,011.36 | 10,487.76 | 9,987.95 |

Continuación Anexo 8

| Año | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|---|------------|------------|------------|------------|------------|
| Línea Base | | | | | |
| Demanda de Energía [kWh] | 186,846.40 | 183,702.30 | 180,558.20 | 177,414.10 | 174,270.00 |
| Tarifa de la Energía [\$/kWh] | 0.10 | 0.10 | 0.10 | 0.10 | 0.10 |
| Pago por Consumo de Energía [\$] | 18,684.64 | 18,370.23 | 18,055.82 | 17,741.41 | 17,427.00 |
| Línea Autoconsumo Generación Solar | | | | | |
| Generación de Energía para Autoconsumo [kWh] | 149,177.95 | 148,432.06 | 147,689.90 | 146,951.45 | 146,216.69 |
| Energía Consumida de la Red [kWh] | 37,668.45 | 35,270.24 | 32,868.30 | 30,462.65 | 28,053.31 |
| Ahorros | | | | | |
| Ahorro por Autoconsumo [\$] | 14,917.80 | 14,843.21 | 14,768.99 | 14,695.15 | 14,621.67 |
| Egresos | | | | | |
| Inversión Inicial [\$] | | | | | |
| Pago por Consumo de Energía de la Red Propia [\$] | 3,766.84 | 3,527.02 | 3,286.83 | 3,046.26 | 2,805.33 |
| Costo Fijo de Operación y Mantenimiento [\$] | 2,278.13 | 2,312.30 | 2,346.99 | 2,382.19 | 2,417.93 |
| Costo Fijo por Pago de Seguro [\$] | 605.37 | 614.45 | 623.66 | 633.02 | 633.02 |
| Total de Costos [\$] | 6,650.34 | 6,453.78 | 6,257.48 | 6,061.48 | 5,856.28 |
| Beneficios Netos | | | | | |
| Flujos de Ahorro: Línea Base- Línea Autoconsumo Generación Solar [\$] | 12,034.30 | 11,916.45 | 11,798.34 | 11,679.93 | 11,570.72 |
| Total de Beneficios [\$] | 12,034.30 | 11,916.45 | 11,798.34 | 11,679.93 | 11,570.72 |
| Flujo de Beneficios para VAN [\$] | 9,510.88 | 9,055.53 | 8,620.93 | 8,206.17 | 7,816.77 |

Continuación Anexo 8

| Año | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
|---|------------|------------|------------|------------|------------|
| Línea Base | | | | | |
| Demanda de Energía [kWh] | 171,125.90 | 167,981.80 | 164,837.70 | 161,693.60 | 158,549.50 |
| Tarifa de la Energía [\$/kWh] | 0.10 | 0.10 | 0.10 | 0.10 | 0.10 |
| Pago por Consumo de Energía [\$] | 17,112.59 | 16,798.18 | 16,483.77 | 16,169.36 | 15,854.95 |
| Línea Autoconsumo Generación Solar | | | | | |
| Generación de Energía para Autoconsumo [kWh] | 145,485.61 | 144,758.18 | 144,034.39 | 143,314.22 | 142,597.65 |
| Energía Consumida de la Red [kWh] | 25,640.29 | 23,223.62 | 20,803.31 | 18,379.38 | 15,951.85 |
| Ahorros | | | | | |
| Ahorro por Autoconsumo [\$] | 14,548.56 | 14,475.82 | 14,403.44 | 14,331.42 | 14,259.76 |
| Egresos | | | | | |
| Inversión Inicial [\$] | | | | | |
| Pago por Consumo de Energía de la Red Propia [\$] | 2,564.03 | 2,322.36 | 2,080.33 | 1,837.94 | 1,595.19 |
| Costo Fijo de Operación y Mantenimiento [\$] | 2,454.20 | 2,491.01 | 2,528.37 | 2,566.30 | 2,604.79 |
| Costo Fijo por Pago de Seguro [\$] | 642.51 | 652.15 | 661.93 | 671.86 | 681.94 |
| Total de Costos [\$] | 5,660.74 | 5,465.52 | 5,270.64 | 5,076.10 | 4,881.92 |
| Beneficios Netos | | | | | |
| Flujos de Ahorro: Línea Base- Línea Autoconsumo Generación Solar [\$] | 11,451.85 | 11,332.66 | 11,213.13 | 11,093.26 | 10,973.03 |
| Total de Beneficios [\$] | 11,451.85 | 11,332.66 | 11,213.13 | 11,093.26 | 10,973.03 |
| Flujo de Beneficios para VAN [\$] | 7,438.90 | 7,078.34 | 6,734.32 | 6,406.08 | 6,092.93 |

Continuación Anexo 8

| Año | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
|---|------------|------------|------------|------------|------------|
| Línea Base | | | | | |
| Demanda de Energía [kWh] | 155,405.40 | 152,261.30 | 149,117.20 | 145,973.10 | 142,829.00 |
| Tarifa de la Energía [\$/kWh] | 0.10 | 0.10 | 0.10 | 0.10 | 0.10 |
| Pago por Consumo de Energía [\$] | 15,540.54 | 15,226.13 | 14,911.72 | 14,597.31 | 14,282.90 |
| Línea Autoconsumo Generación Solar | | | | | |
| Generación de Energía para Autoconsumo [kWh] | 141,884.66 | 141,175.24 | 140,469.36 | 139,767.01 | 139,068.18 |
| Energía Consumida de la Red [kWh] | 13,520.74 | 11,086.06 | 8,647.84 | 6,206.09 | 3,760.82 |
| Ahorros | | | | | |
| Ahorro por Autoconsumo [\$] | 14,188.47 | 14,117.52 | 14,046.94 | 13,976.70 | 13,906.82 |
| Egresos | | | | | |
| Inversión Inicial [\$] | | | | | |
| Pago por Consumo de Energía de la Red Propia [\$] | 1,352.07 | 1,108.61 | 864.78 | 620.61 | 376.08 |
| Costo Fijo de Operación y Mantenimiento [\$] | 2,643.87 | 2,683.52 | 2,723.78 | 2,764.63 | 2,806.10 |
| Costo Fijo por Pago de Seguro [\$] | 692.17 | 702.55 | 713.09 | 723.79 | 734.64 |
| Total de Costos [\$] | 4,688.11 | 4,494.68 | 4,301.65 | 4,109.03 | 3,916.83 |
| Beneficios Netos | | | | | |
| Flujos de Ahorro: Línea Base- Línea Autoconsumo Generación Solar [\$] | 10,852.43 | 10,731.45 | 10,610.07 | 10,488.28 | 10,366.07 |
| Total de Beneficios [\$] | 10,852.43 | 10,731.45 | 10,610.07 | 10,488.28 | 10,366.07 |
| Flujo de Beneficios para VAN [\$] | 5,794.20 | 5,509.24 | 5,237.43 | 4,978.18 | 4,730.94 |