



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA CENTROAMERICANA

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

PROYECTO DE GRADUACIÓN

**ANÁLISIS TECNO-ECONÓMICO DE UN SISTEMA HÍBRIDO SOLAR
FOTOVOLTAICO, DIÉSEL Y BATERÍAS PARA UNA PLANTA PRODUCTORA DE
ALIMENTOS EN CHOLOMA, CORTÉS**

PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN ENERGÍA

PRESENTADO POR:

21751055 PABLO SEBASTIÁN MADRID BARAHONA

ASESOR: PHD. HÉCTOR VILLATORO

CAMPUS SAN PEDRO SULA;

FEBRERO, 2022

RESUMEN

Honduras cuenta con la cuarta tarifa industrial de energía eléctrica más alta de los países Latinoamericanos. También, en los últimos años esta tarifa ha demostrado ser volátil causando fluctuaciones en los gastos de energía eléctrica. La combinación de una tarifa alta de energía eléctrica y la disminución de costos en la instalación de proyectos solares fotovoltaicos hace la implementación de un sistema solar fotovoltaico aislado con tecnologías de respaldo una buena oportunidad de ahorro para comercios e industrias. El objetivo de esta investigación es determinar la factibilidad tecno-económica de la instalación de un sistema híbrido aislado del Sistema Interconectado Nacional (SIN) compuesto por tecnología solar fotovoltaica, almacenamiento de baterías y un generador diésel de respaldo en una planta productora de alimentos en Choloma, Cortés, Honduras. En la investigación se realizó un estudio técnico y uno financiero. Para el estudio técnico se inició obteniendo los datos meteorológicos entre los que se encuentran la irradiación solar y la temperatura ambiente. Luego, se procedió a obtener los datos de demanda energética de la planta para empezar el dimensionamiento del sistema híbrido. Una vez dimensionado el sistema se realizó la simulación de generación en el programa PVsyst y con los resultados se procede a calcular la factibilidad financiera del sistema. En el estudio económico para determinar la viabilidad del proyecto se tomaron en cuenta los parámetros de Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Costo nivelado de electricidad (LCOE). Una vez obtenido los valores de estos tres parámetros se puede determinar la viabilidad financiera del proyecto con un VAN mayor a cero, una TIR mayor a 12% y un LCOE menor a la tarifa eléctrica actual de la planta. Para concluir se obtuvo un Valor Actual Neto de \$ 520,953 recuperando la inversión inicial en el décimo año indicando la rentabilidad del proyecto. Esta investigación se realizó para evaluar el beneficio de la planta al independizarse del Sistema Interconectado Nacional (SIN) al generar energía eléctrica a un menor costo que el de su tarifa actual para evitar fluctuaciones en los gastos de energía eléctrica.

Palabras clave: *sistema híbrido aislado, sistema solar fotovoltaico, generador diésel, banco de baterías, valor actual neto, tasa interna de retorno, costo nivelado de electricidad*

ABSTRACT

Honduras has the fourth highest industrial electric tariff from the Latin American countries. Similarly, the last few years, the tariff has proven to be volatile causing fluctuations in energy costs. The combination of a high electric tariff and the decrease of installation costs for solar photovoltaic projects makes the implementation of an off-grid solar system with backup technologies a good savings opportunity for businesses and industries. This investigation's objective is to determine the techno-economic feasibility of the installation of an off-grid hybrid system composed of solar photovoltaic technology, battery storage and a backup diesel generator on a food processing plant at Choloma, Cortés. A technical and financial study was carried out on this investigation. The technical study was started by obtaining the meteorological data of the area like solar irradiation and ambient temperature. Later, the electric load data of the plant was obtained to start the design of the hybrid system. Once the system was designed, the simulation was executed with the software PVsyst and the results were used to determine the financial feasibility of the system. To determine the project's economic viability the parameters considered were the Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR) and the Levelized Cost of Energy (LCOE). Once the values from those three parameters were obtained the project's financial feasibility can be determined with a NPV greater than zero, an IRR greater than 12 % and a LCOE less than the actual electric tariff of the plant. In conclusion a Net Present Value of \$ 520,953 was obtained recovering the investment on the tenth year indicating the project's cost effectiveness. This research was carried out to evaluate the plant's benefit when it became independent from the National Interconnected System (SIN) by producing electricity at a lower cost than its actual tariff to avoid fluctuations in electricity costs.

Keywords: ***Off-grid hybrid system, solar photovoltaic system, diesel generator, battery bank, net present value, internal rate of return, levelized cost of energy***

ÍNDICE DE CONTENIDO

Autorización.....	2
Hoja de Firmas.....	3
Resumen	4
Abstract	5
I. Introducción.....	14
II. Planteamiento del Problema	17
2.1 Precedentes Del Problema.....	17
2.2 Definición del Problema.....	20
2.3 Justificación.....	21
2.4 Preguntas de Investigación.....	22
2.5 Objetivos	22
2.5.1 Objetivo General.....	22
2.5.2 Objetivos Específicos.....	23
III. Marco Teórico.....	24
3.1 Análisis de Situación Actual.....	24
3.1.1 Macroentorno	24
3.1.2 Microentorno	28
3.2 Teorías de Sustento	30
3.2.1 Energía Solar.....	30
3.2.2 Energía Solar Fotovoltaica.....	32
3.2.3 Tipos de sistemas solares fotovoltaicos.....	33
3.2.4 Componentes de un Sistema Solar Fotovoltaico	35

3.2.5	Componentes de un Generador Diésel.....	40
3.2.6	Tipos de funcionamiento para un Generador Diésel en un Sistema Híbrido	42
3.2.7	Parámetros utilizados en el Análisis Económico.....	42
IV.	Metodología.....	45
4.1	Enfoque	45
4.2	Variables de Investigación.....	46
4.2.1	Variables Dependientes	47
4.2.2	Variables Independientes	47
4.3	Hipótesis	49
4.3.1	Hipótesis de Investigación	49
4.3.2	Hipótesis Nula.....	50
4.4	Técnicas e Instrumentos aplicados	50
4.4.1	PVsys.....	50
4.4.2	Excel	50
4.4.3	Entrevistas	50
4.4.4	Meteonorm.....	50
4.5	Metodología de Estudio.....	50
4.5.1	Técnico.....	52
4.5.2	Estudio Económico.....	59
4.6	Cronograma de Actividades	61
V.	Resultados y Análisis.....	62
5.1	Dimensionamiento del Sistema	62
5.1.1	Datos Meteorológicos	62
5.1.2	Demanda Eléctrica de Planta	63

5.1.3	Cálculos Técnicos.....	63
5.1.4	Resumen de Sistema.....	68
5.2	Resultados de Simulación.....	68
5.3	Análisis Económico.....	70
VI.	Conclusiones.....	76
VII.	Recomendaciones.....	78
VIII.	Trabajo Futuro.....	79
	Bibliografía.....	80
	Anexos.....	85

Índice de Ilustraciones

Ilustración 1 Costo específico de Capital de tecnología solar fotovoltaica Mundial.....	14
Ilustración 2 Mapa del Municipio de Choloma	17
Ilustración 3 Histórico de tarifa eléctrica en Honduras.....	18
Ilustración 4 Comparación de tarifa eléctrica en Latinoamérica.....	20
Ilustración 5 Diagrama de Planta previo a la instalación de sistema híbrido.....	21
Ilustración 6 Diagrama de Planta posterior a la instalación de sistema híbrido	22
Ilustración 7 Comparación económica de sistema Solar FV/Diésel vs Diésel exclusivamente	25
Ilustración 8 Potencia promedio por mes de sistema híbrido en Dhaka, Bangladesh.....	26
Ilustración 9 Repartición de demanda en Brava, Cabo Verde	27
Ilustración 10 % de Producción en Brava, Cabo Verde	27
Ilustración 11 Esquema de sistema para abastecimiento de sistema de riego en Cartagena, Colombia.....	30
Ilustración 12 Irradiancia espectral	31
Ilustración 13 Irradiación Global Horizontal en Honduras.....	32
Ilustración 14 Efecto Fotovoltaico	33
Ilustración 15 Diagrama de un sistema fotovoltaico aislado	34
Ilustración 16 Diagrama de un sistema híbrido conectado a la red.....	35
Ilustración 17 Tipos de módulos fotovoltaicos	36
Ilustración 18 Inversor solar.....	37
Ilustración 19 Diagrama de regulador de carga tipo paralelo	38
Ilustración 20 Diagrama de regulador de carga tipo serie	39
Ilustración 21 Gráfica de # de ciclos vs %DOD	40
Ilustración 22 Generador diésel	41

Ilustración 23 Esquema de rotor y estator	42
Ilustración 24 Esquema metodológico.....	45
Ilustración 25 Variables de Investigación	46
Ilustración 26 Dimensiones de variables independientes	49
Ilustración 27 Metodología de Estudio	51
Ilustración 28 Radiación global	52
Ilustración 29 Radiación solar mensual.....	53
Ilustración 30 Horas solares.....	53
Ilustración 31 Temperatura ambiente.....	54
Ilustración 32 Perfil de carga diario de la planta productora	54
Ilustración 33 Necesidades de usuario PVsyst	69
Ilustración 34 Curva de generación de los componentes del sistema híbrido y Demanda eléctrica de planta	70
Ilustración 35 Flujo de efectivo acumulado (Escenario Sin financiamiento)	73
Ilustración 36 Flujo de efectivo acumulado (Escenario Con financiamiento)	74
Ilustración 37 Flujo de efectivo acumulado (Escenario Con financiamiento y tasa de interés de 1.5 %)... ..	75

Índice de Tablas

Tabla 1 Proyectos solares fotovoltaicos en Honduras.....	19
Tabla 2 Potencia Solar fotovoltaica instalada en Centro América (2020)	28
Tabla 3 Sistemas Aislados en Honduras	29
Tabla 4 Parámetros de entrada de análisis económico	60
Tabla 5 Parámetros de salida de análisis económico	61
Tabla 6 Cronograma de Actividades	61
Tabla 7 Datos Meteorológicos	62
Tabla 8 Datos de módulo fotovoltaico.....	63
Tabla 9 Datos de Inversor.....	64
Tabla 10 Datos de Batería	64
Tabla 11 Resultados de simulación en PVsyst.....	69
Tabla 12 Presupuesto de Proyecto	71
Tabla 13 Vida útil de partes del sistema	71
Tabla 14 Parámetros de entrada para análisis económico	72
Tabla 15 Parámetros de salida (Escenario Sin financiamiento).....	73
Tabla 16 Parámetros de salida (Escenario Con financiamiento).....	74

Índice de Ecuaciones

Ecuación 1 LCOE	43
Ecuación 2 Valor Actual Neto	43
Ecuación 3 Tasa Interna de Retorno.....	44
Ecuación 4 Número mínimo de módulo FV para suplir una demanda determinada.....	55
Ecuación 5 Relación DC/AC	56
Ecuación 6 Voltaje mínimo de módulos FV	56
Ecuación 7 Voltaje máximo de módulos FV	56
Ecuación 8 Número mínimo de módulos en serie.....	57
Ecuación 9 Número máximo de módulos en serie	57
Ecuación 10 Número de cadenas en paralelo	57
Ecuación 11 Número de cadenas en paralelo	57
Ecuación 12 Capacidad de banco de baterías.....	58
Ecuación 13 Baterías en paralelo	58
Ecuación 14 Baterías en serie.....	59

Índice de Anexos

Anexo 1 Simulación PVsyst.....	85
Anexo 2 Ficha Técnica de módulo fotovoltaico.....	92
Anexo 3 Ficha Técnica de inversor.....	93
Anexo 4 Ficha Técnica de batería.....	94
Anexo 5 Planos de Instalación.....	95

I. INTRODUCCIÓN

Honduras cuenta con la cuarta tarifa eléctrica industrial más alta de Latinoamérica Osinergim, (2020). De la misma manera, la tarifa eléctrica del país es volátil fluctuando un 31% en un rango de cinco años. Esto trae costos de energía eléctrica altos para las empresas y fabricas del país.

En la actualidad el uso de la tecnología solar fotovoltaica es una de las mejores alternativas para producir energía independientemente por la disminución en sus costos de instalación. La combinación de una tarifa alta de energía eléctrica y la disminución de costos en la instalación de proyectos hace la implementación de un sistema solar fotovoltaico una buena opción para reducir costos de energía eléctrica. Rollet (2020) menciona que los costos de instalación para la energía solar fotovoltaica han disminuido un 82 % del 2010 al 2019.

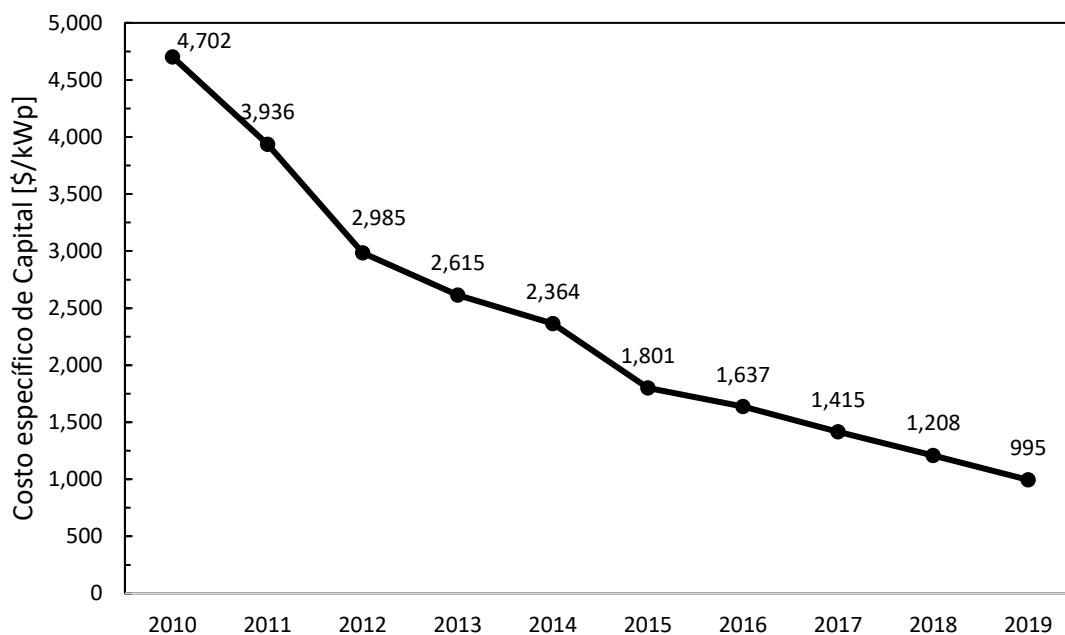


Ilustración 1 Costo específico de Capital de tecnología solar fotovoltaica Mundial

Fuente: (IRENA, 2019)

Sin embargo, la energía solar es intermitente y no se puede depender completamente de ella para suplir una demanda laboral. Por esta razón se instalan tecnologías de respaldo como baterías para almacenar los excesos y generadores que puedan suplir la demanda energética en tiempos de baja producción solar. El objetivo de esta investigación es determinar la factibilidad tecno-económica de un sistema híbrido

aislado de la red compuesto de tecnología solar fotovoltaica, almacenamiento con baterías y un generador diésel de respaldo en una planta productora de alimentos en Choloma, Cortés.

La planta del caso de estudio busca una manera de reducir sus costos de energía eléctrica y no depender del Sistema Interconectado Nacional (SIN). La planta se dedica al procesamiento de especias, condimentos, vegetales, vinagres, productos derivados de tomate, salsas normales, salsas picantes y otros productos. En el año de 2019 se empezó la producción en una nueva fábrica en el municipio de Choloma, Cortés. El propósito de esta investigación es determinar si la implementación del sistema híbrido solar-diésel-baterías es beneficiosa para la planta productora de alimentos. El beneficio será generar energía eléctrica a un menor costo del que se paga actualmente.

De ser el proyecto económicamente viable la empresa al desconectarse de la red obtendría un ahorro monetario supliendo su propia carga eléctrica. Este dinero después puede ser invertido haciendo crecer la empresa que ayudaría a la economía de la zona.

Se realizará un análisis técnico y uno económico para determinar la viabilidad del proyecto. El sistema híbrido será dimensionado para suplir toda la demanda de la planta y tener medio día de autonomía con el almacenamiento de baterías. Para el estudio de la viabilidad financiera se tomaron en cuenta tres parámetros. Estos son el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Costo nivelado de electricidad (LCOE). Se podrá considerar el proyecto económicamente viable con un Valor Actual Neto mayor a cero, una Tasa Interna de Retorno mayor a 12 % y un Costo nivelado de electricidad menor a la tarifa eléctrica actual de la planta.

Investigaciones similares han analizado la viabilidad técnica y/o económica de sistemas híbridos aislados de la red eléctrica. Munguía (2020) comparó la viabilidad tecno-económica de dos sistemas híbridos para abastecer una comunidad remota en el departamento de La Paz, Honduras. La investigación consistió en comparar un sistema híbrido conformado de tecnología solar fotovoltaica con almacenamiento de baterías como respaldo con otro usando un generador diésel como respaldo. Utilizó el Valor Actual Neto y la TIR como parámetros económicos para determinar la viabilidad de cada escenario y concluyó que el sistema de módulos fotovoltaicos junto a un generador diésel era el más factible para abastecer la comunidad del estudio. Reyes Duke & Osorio

Hernández (2018) analizaron la implementación de un sistema híbrido solar fotovoltaico-diésel en Puerto Lempira, Gracias a Dios. Recomiendan tener una capacidad instalada 1,975 kW para suplir la demanda actual y la demanda proyectada a 20 años. En su investigación concluyeron que es recomendable la instalación del sistema calculando una TIR de 25.31 %. Altamirano (2020) comparó la viabilidad de un sistema solar fotovoltaico aislado de la red eléctrica respaldado con almacenamiento de baterías y la extensión de la línea de distribución eléctrica primaria para una residencia de alto consumo en Macuelizo, Santa Bárbara. Recomienda la instalación del sistema híbrido al tener un Costo Presente Neto (CPN) menor que el escenario de extensión de la línea de transmisión. K. García & R. Villanueva (2021) analizaron la viabilidad de un sistema híbrido conformado por tecnología solar fotovoltaica y almacenamiento de energía por bombeo. Girma (2013) analizó la viabilidad económica de la implementación de un sistema híbrido compuesto por tecnología solar fotovoltaica, almacenamiento con baterías y un generador diésel de respaldo para abastecer una escuela remota en Abraminch, Etiopía. Concluyó en que es recomendable la instalación del sistema obteniendo un ahorro de \$206,562 al usar el sistema híbrido en vez de usar un generador diésel exclusivamente. Similarmente, esta investigación también busca determinar la factibilidad de un sistema híbrido solar fotovoltaico, en este caso las tecnologías de respaldo son baterías y un generador diésel. Donde difiere de las investigaciones mencionadas anteriormente es que se consta de una nueva zona de estudio.

Esta investigación está conformada por ocho capítulos. El segundo capítulo es el planteamiento del problema donde se describe el problema, el porqué de éste y se da su origen. El tercer capítulo es el marco teórico donde se fundamenta la teoría de la investigación y se presentan los conceptos necesarios para la comprensión del proyecto. Luego, en el cuarto capítulo de metodología de investigación se informa sobre el enfoque del estudio, las variables de investigación y los pasos a seguir para poder realizar o replicar la investigación. En el quinto capítulo de resultados y análisis se muestra el resultado de seguir los pasos de la metodología. Finalizando, se brindan conclusiones sobre los resultados obtenidos y se presentan recomendaciones y posibles trabajos futuros a realizarse con el tema abordado en la investigación.

II. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En este capítulo se describe el problema al lector, también la definición de éste y la justificación del proyecto de investigación. Asimismo, se detalla el objetivo general y los objetivos específicos de la investigación.

2.1 PRECEDENTES DEL PROBLEMA

La empresa se dedica al procesamiento de especias, condimentos y productos de limpieza. En el 2019 se comenzaron operaciones en una nueva planta en el municipio de Choloma, Cortés (ver Ilustración 1). En la planta hay motores eléctricos y maquinaria necesaria para sus procesos. Esta maquinaria y el resto de las cargas en planta incurren en una demanda energética de aproximadamente 4,500 kWh diarios la cual trae un costo económico fluctuante debido a la volatilidad de la tarifa eléctrica (referirse a Ilustración 3). En un lapso de 5 años la tarifa tuvo picos de 18% por arriba del promedio y valles de 13% por debajo del mismo.

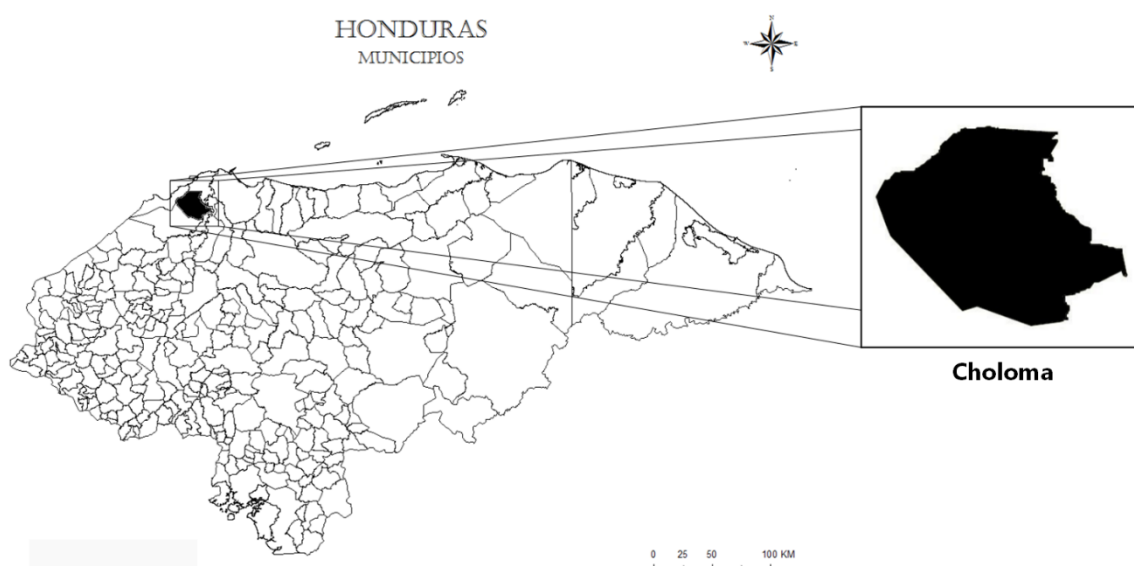


Ilustración 2 Mapa del Municipio de Choloma

Fuente: Elaboración propia

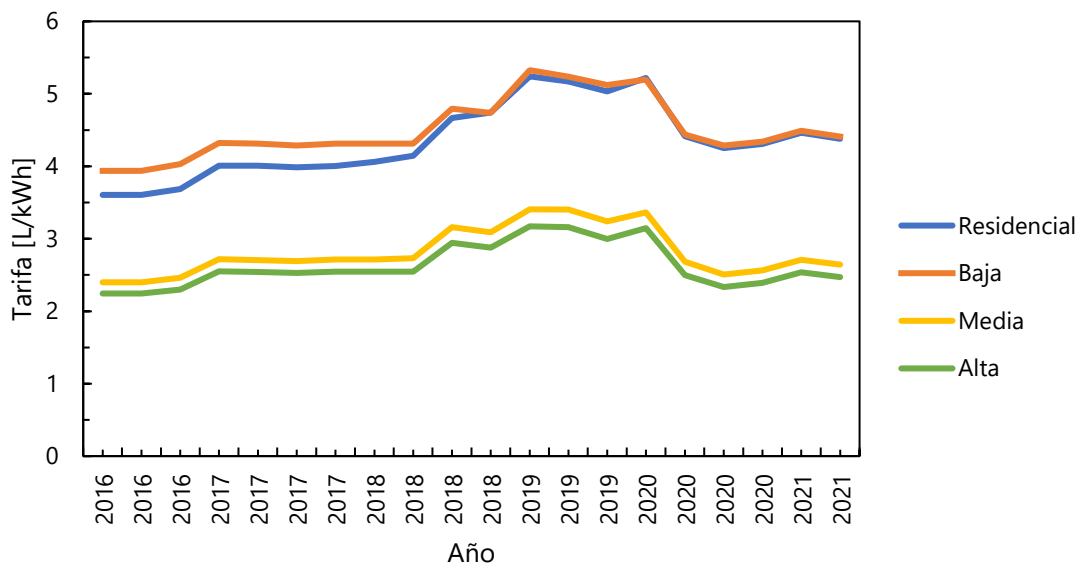


Ilustración 3 Histórico de tarifa eléctrica en Honduras

Fuente: Elaboración propia con datos de CREE

“Los controles discrecionales de los precios de los combustibles y la electricidad introducidos por muchos gobiernos de América Latina y el Caribe durante el auge de los precios del petróleo en el 2008 a menudo dieron lugar a subsidios energéticos caros e ineficientes.”(Contreras, 2020, p. 18)

Contreras, (2020) menciona que en países inestables en el tipo de cambio la devaluación de la moneda tiene un fuerte impacto en el costo de la generación de la energía eléctrica.

La instalación de sistemas solares fotovoltaicos ha sido una buena oportunidad de ahorro para comercios e industrias. La implementación de estos ha brindado un nivel de independencia del monopolio de servicio eléctrico que existe en el país. En los últimos años se ha visto un crecimiento en instalaciones solares fotovoltaicas en diferentes zonas del país. En la Tabla 1 se listan algunos proyectos instalados en Honduras en años recientes.

Tabla 1 Proyectos solares fotovoltaicos en Honduras

Proyecto	Lugar	Año	Potencia instalada [MW]
Parque Fotovoltaico Pavana Solar	Choluteca	2015	24
Marcovia	Choluteca	2015	35
Parque Solar Fotovoltaico Valle	Nacaome, Valle	2015	50
Parque Solar Fotovoltaico Nacaome	Nacaome, Valle	2015	50
MECER	Choluteca	2015	25
Llanos del Sur	Choluteca	2015	14
Los Pollitos	Quimistán, Santa Bárbara	2015	20
Granja Solar del Pacífico I	Choluteca	2015	20
El Caguano	Choluteca	2015	50
Choluteca I	Choluteca	2015	20
Choluteca II	Choluteca	2015	30
Solar Fotovoltaico Nacaome II	Nacaome, Valle	2015	49.9
Pacific (Nacaome I)	Valle	2016	21
Helios	Choluteca, Choluteca	2017	25
Lajas	Orocuina, Choluteca	2017	11.9
Fray Lázaro	Choluteca, Choluteca	2017	5

Fuente: (Reyes et al., s/f)

“EL aprovechamiento del recurso solar en Tegucigalpa ha tenido un desarrollo muy favorable en los últimos años, implementando proyectos de generación de energía eléctrica por medio de lo que se denomina granjas solares fotovoltaicas, abasteciendo a comercios y residencias de energía eléctrica e inyectando los excedentes a la red energética del país. Mostrando el crecimiento del aprovechamiento del recurso solar en la propiedad privada y la evolución de esta tecnología desde el año 2012 hasta mayo de 2019.”(Sandoval et al., 2020)

2.2 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

La creciente tarifa eléctrica traerá costos de producción elevados a la empresa. Esta es susceptible a cambios por el incremento en el precio del petróleo ya que este es uno de los principales recursos para la generación eléctrica. Asimismo, Honduras cuenta con una de las tarifas eléctricas más elevadas de la región. Actualmente la tarifa eléctrica industrial de Honduras es de 13¢ (centavos de dólar) colocándose como el país con la cuarta tarifa más alta en América Latina. En la Ilustración 4 se muestra un diagrama de las tarifas del continente.

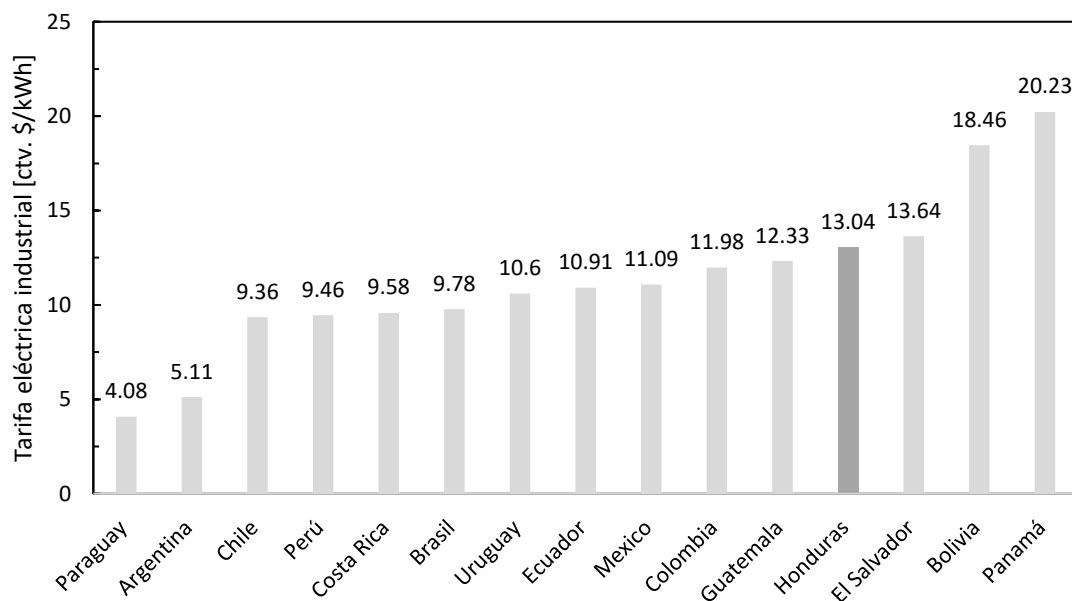


Ilustración 4 Comparación de tarifa eléctrica en Latinoamérica

Fuente: (Osinergim, 2020)

Otras empresas del país han recurrido a la energía solar para reducir sus costos. Es del interés de la empresa poder suplir su demanda energética sin tener que depender del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Para poder independizarse completamente de la red eléctrica se necesitan tecnologías de respaldo como generadores y bancos de baterías que puedan compensar las oscilaciones de potencia de las energías renovables.

2.3 JUSTIFICACIÓN

Esta investigación se realiza para determinar si hay algún beneficio de implementar el sistema híbrido solar-diésel-baterías. El beneficio será generar energía eléctrica a un menor costo del que se paga actualmente. La implementación del sistema le brindaría independencia a la planta de la red eléctrica nacional. Honduras cuenta con una de las tarifas eléctricas más altas de la zona lo cual hace a la tecnología solar fotovoltaica junto a tecnologías de respaldo como generadores diésel una buena alternativa para conseguir energía eléctrica independientemente.

De ser el proyecto económicamente viable la empresa al desconectarse de la red obtendría un ahorro monetario supliendo su propia carga eléctrica. Este dinero después puede ser invertido haciendo crecer la empresa que ayudaría a la economía de la zona. En las siguientes Ilustraciones (5 y 6) se muestran esquemas de la situación actual y la propuesta

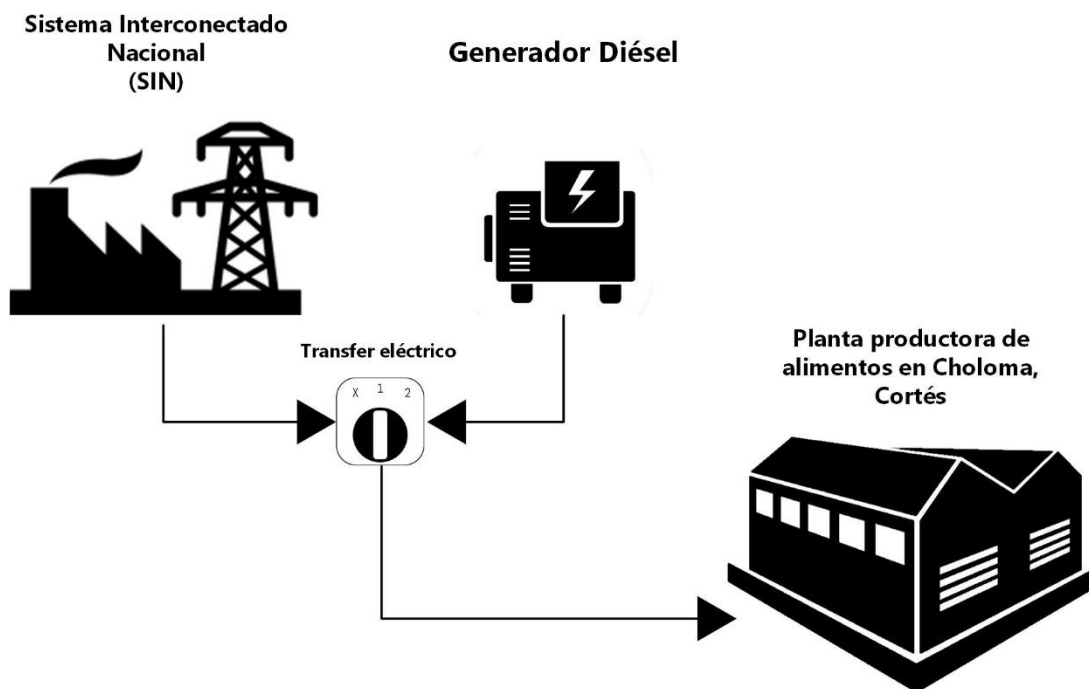


Ilustración 5 Diagrama de Planta previo a la instalación de sistema híbrido

Fuente: Elaboración propia

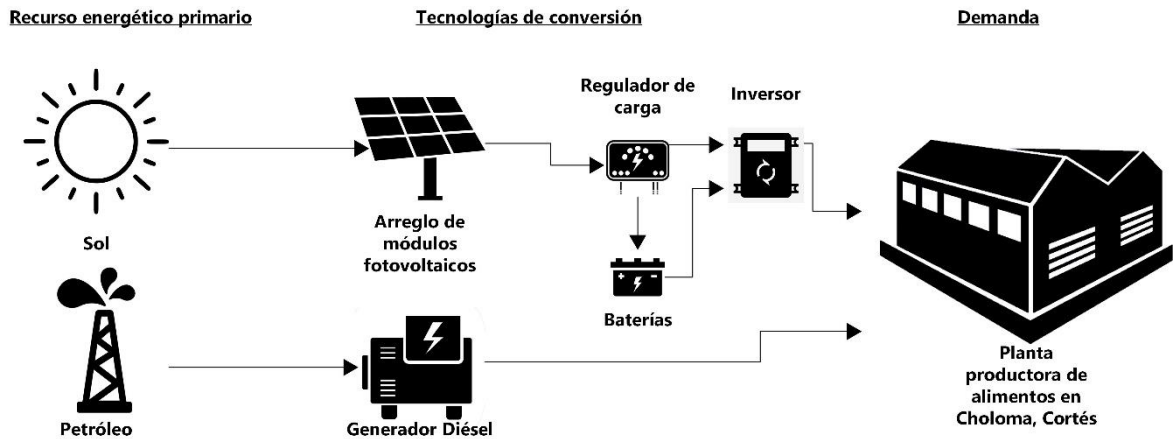


Ilustración 6 Diagrama de Planta posterior a la instalación de sistema híbrido

Fuente: Elaboración propia

2.4 PREGUNTAS DE INVESTIGACIÓN

- A. ¿Cuál es la demanda actual de energía eléctrica de la planta?
- B. ¿Cuánta energía eléctrica podría generar el sistema solar fotovoltaico?
- C. ¿El generador existente en la planta puede ser utilizado en el proyecto?
- D. ¿Cuál debe ser la capacidad del banco de baterías
- E. ¿Es factible técnica y económicamente la construcción del sistema híbrido?

2.5 OBJETIVOS

2.5.1 OBJETIVO GENERAL

Determinar la factibilidad tecno-económica de un sistema solar fotovoltaico con un generador diésel y banco de baterías de respaldo aislado en una planta productora de alimentos en Choloma, Cortés, para evaluar el costo-beneficio de la planta al independizarse del Sistema Interconectado Nacional (SIN) para evitar fluctuaciones en los gastos de energía eléctrica.

2.5.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Calcular la demanda de energía eléctrica de la planta
- Dimensionar el sistema solar fotovoltaico.
- Determinar si se puede utilizar el generador existente en la planta en el sistema híbrido. Ya que éste pudo haber sido instalado exclusivamente para cargas críticas de la planta y no para abastecer la demanda energética en su totalidad.
- Dimensionar el banco de baterías.
- Realizar simulaciones de generación eléctrica solar fotovoltaica, diésel y almacenamiento con el apoyo del programa PVsyst.
- Determinar la viabilidad financiera del proyecto en base a una TIR mayor a la tasa de descuento (12%), un VAN mayor a cero y un LCOE menor a la tarifa eléctrica.

III. MARCO TEÓRICO

En este capítulo se da a conocer la teoría de interés que servirá como fundamento para la investigación. Se exponen los temas relacionados para dar contexto de la relevancia del proyecto. Asimismo, se explican términos para facilitar la lectura de éste.

3.1 ANÁLISIS DE SITUACIÓN ACTUAL

Con un análisis de la situación actual se podrá demostrar el estado del uso de la energía solar fotovoltaica y generación diésel como respaldo a un nivel macro y micro. Igualmente, informará sobre las diferentes maneras que pueden ser aplicados los sistemas híbridos de este tipo.

3.1.1 MACROENTORNO

En el entorno macro se podrá observar cómo la tecnología solar fotovoltaica es implementada en sistemas aislados con tecnologías de respaldo como generación diésel y almacenamiento en baterías a nivel mundial.

Actualmente hay 707.495 GW de tecnología solar fotovoltaica instalada en el mundo. Eso significa que hubo un aumento de 126.735 GW entre 2019 y 2020 en plantas de energía solar fotovoltaica siendo China el líder mundial con 253 GW de potencia instalada. También, hubo un aumento en energía solar fotovoltaica aislada. Se instalaron 250 MW de potencia solar fotovoltaica aislada en 2020. Otra vez la mayor parte se encuentra en China con 1.35 GW seguida por África y el Medio Oriente con 1.01 y 0.302 GW respectivamente. (IRENA, 2020)

A. *Abraminch, Etiopía*

El proyecto de estudio para evaluar un sistema híbrido en una escuela fue realizado en el pueblo de Abraminch. Éste queda en la zona sur de Etiopía donde el acceso a la red eléctrica es escaso. El estudio consistió en electrificar una escuela con paneles fotovoltaicos y un sistema de respaldo de baterías y un generador diésel. El sistema fue dimensionado para suplir una demanda de 50 kWh/día con picos de potencia de 11kW.

Se utilizó el programa de simulación HOMER para realizar un análisis tecno-económico y comparar los costos actuales netos. El costo actual neto es el valor de todos

los costos a lo largo de la vida del proyecto. Éste al ser un proyecto social no trae ingresos entonces esta comparación es ideal para identificar los beneficios de la implementación del sistema híbrido. El costo de utilizar solamente el generador es de \$ 295,647 y el del sistema híbrido es de \$ 89,085. Obteniendo de esta forma un ahorro de \$ 206,562 con el uso de energía solar fotovoltaica y almacenaje con baterías. En la Ilustración 7 se muestra la comparación de flujo de efectivo entre el uso exclusivo del generador diésel y el sistema híbrido.

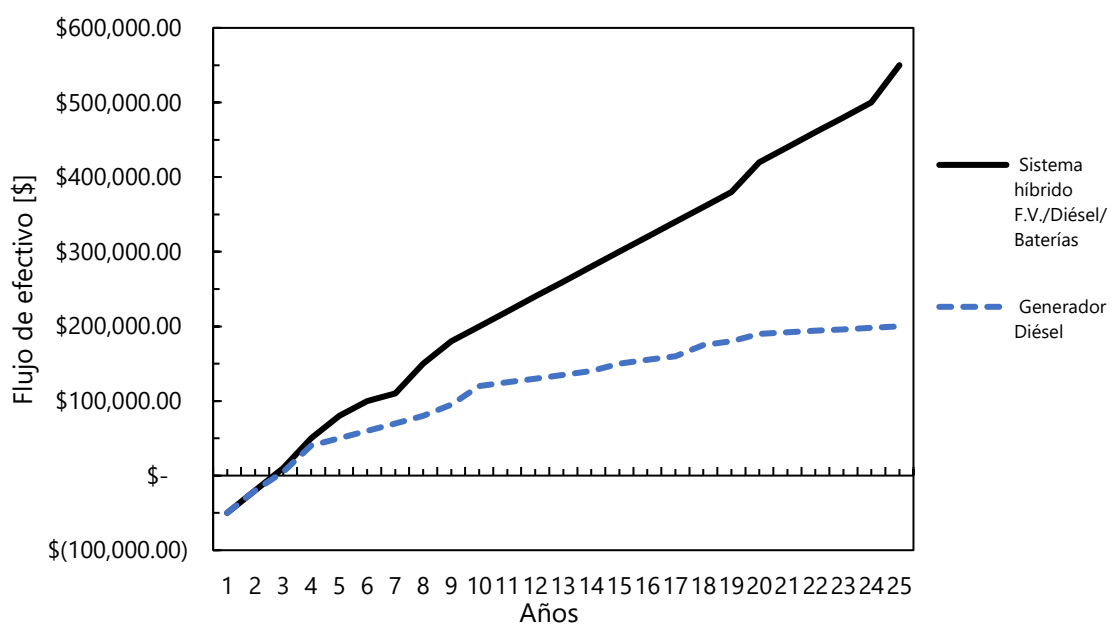


Ilustración 7 Comparación económica de sistema Solar FV/Diésel vs Diésel exclusivamente

Fuente: (Girma, 2013)

B. Dhaka, Bangladesh

En este estudio se dimensionó un sistema híbrido solar-diésel para una fábrica de textiles. El generador diésel usado tiene una potencia de 30 kW y el sistema solar tiene una potencia nominal de 93 kWp. Con este arreglo se puede generar alrededor de 369 kWh/día y sostener picos de potencia de 55 kW. La producción anual fue de 233,232 kWh la cual fue formada por 81.49% del sistema solar fotovoltaico y 18.51% del generador diésel. En la Ilustración 8 se puede observar la generación del arreglo solar y el generador diésel respectivamente.

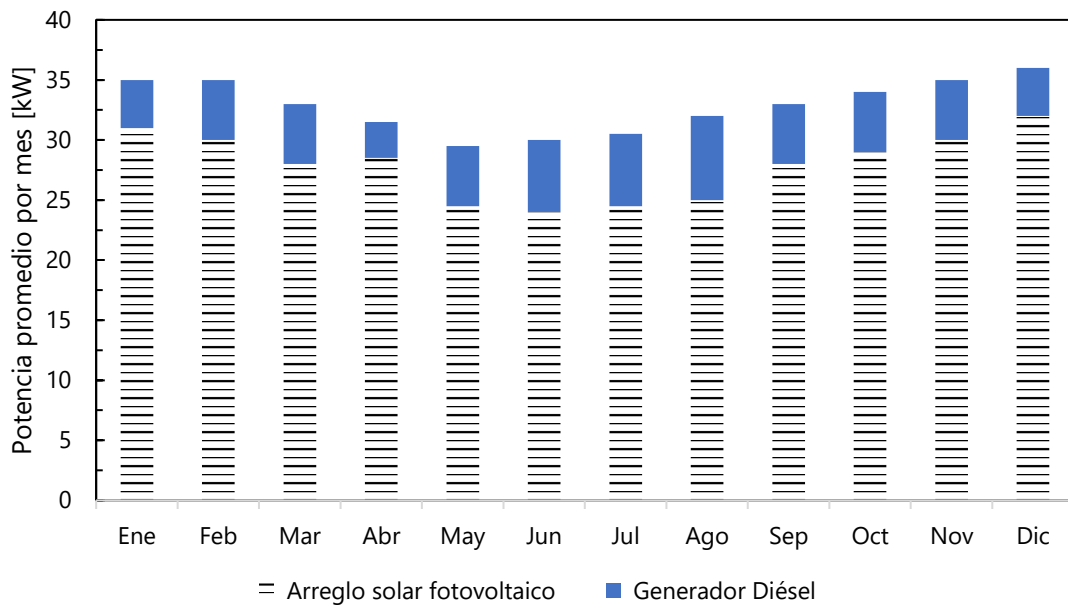


Ilustración 8 Potencia promedio por mes de sistema híbrido en Dhaka, Bangladesh

Fuente: (Nahian et al., 2019)

C. Nablus, Palestina

En esta investigación se realizó un modelaje de un sistema híbrido solar-diésel para el hospital de la Universidad de An-Najah en la ciudad de Nablus, Palestina. El objetivo del estudio fue estimar el ahorro monetario de implementar un sistema híbrido. Se calculó una inversión inicial de 219,800 € y se estimó un ahorro anual de 85,910 €, recuperando la inversión en dos años y medio. (Undurraga, 2019)

D. Brava, Cabo Verde

En este proyecto se dimensionó un sistema híbrido a base energía eólica, solar y diésel para abastecer la isla de Brava en Cabo Verde. En la Ilustración 9 se muestra como está dividida la demanda.

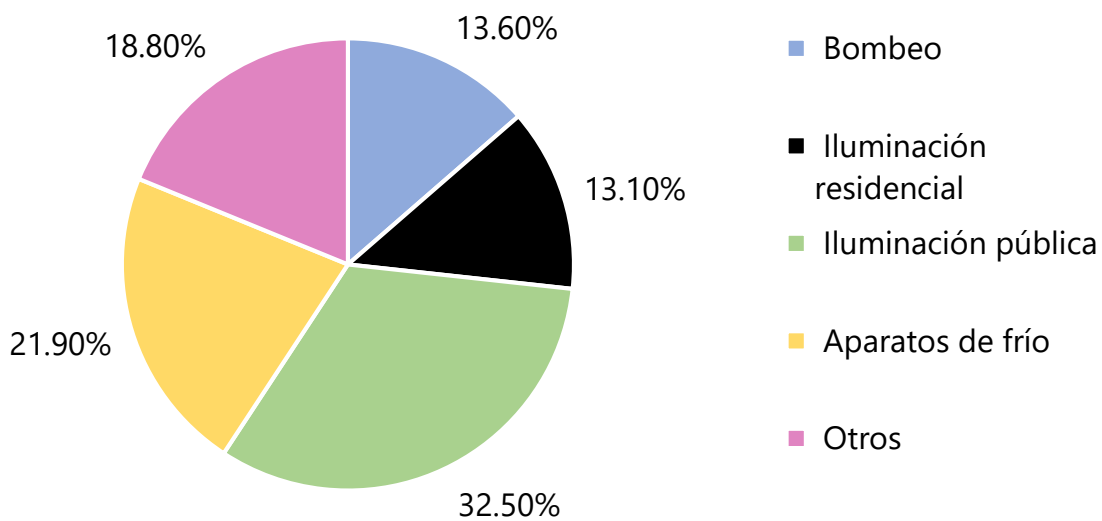


Ilustración 9 Repartición de demanda en Brava, Cabo Verde

Fuente: (Jordán, s/f)

Al añadir energías renovables en el sistema eléctrico de la isla se reduce considerablemente el uso del generador diésel como se puede ver en la Ilustración 10.

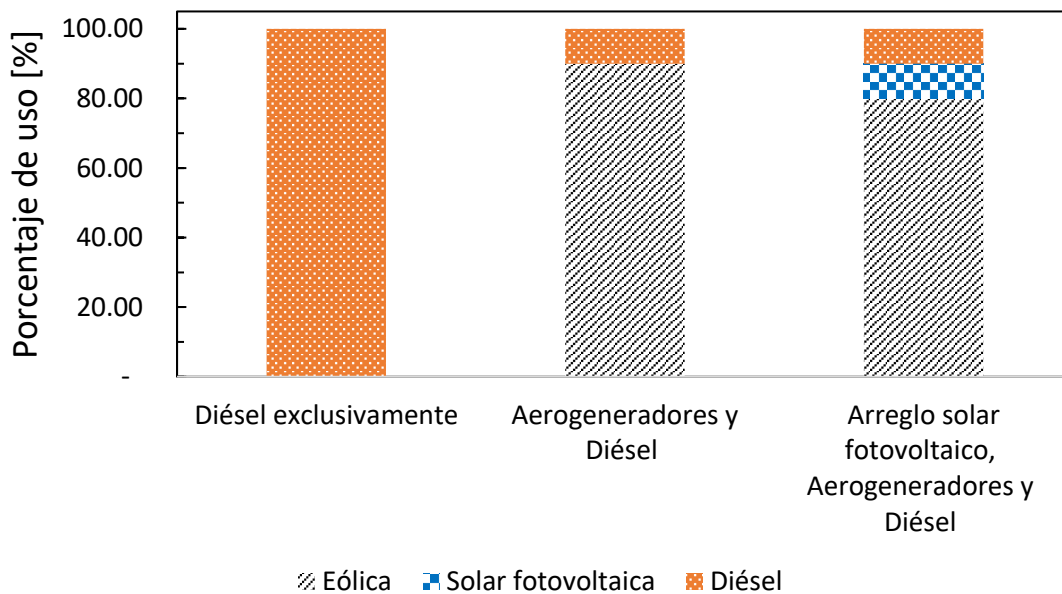


Ilustración 10 % de Producción en Brava, Cabo Verde

Fuente: (Jordan, s/f)

3.1.2 MICROENTORNO

En Centro América actualmente hay 1,322 MW instalados de tecnología solar fotovoltaica de los cuales Honduras tiene 514 MW convirtiéndolo en el país con más potencia instalada de la zona. En la tabla 2 se listan las potencias instaladas en los países Centroamericanos.









Tabla 2 Potencia Solar fotovoltaica instalada en Centro América (2020)

País	Potencia Instalada
Belice	7 MW
Costa Rica	57 MW
El Salvador	429 MW
Guatemala	101 MW
Honduras	514 MW
Nicaragua	16 MW
Panamá	198 MW
Total	1,322 MW

Fuente: Elaboración propia a partir de datos estadísticos de IRENA, 2020

En Honduras existen cuatro redes aisladas del Sistema Interconectado Nacional debido a la escasez de líneas de transmisión. Debido a esto surgieron empresas para poder abastecer las necesidades de los ciudadanos en las respectivas áreas (referirse a tabla 3).

Tabla 3 Sistemas Aislados en Honduras

Empresa	Área
<p data-bbox="469 353 555 383">BELCO</p> 	<p data-bbox="1027 353 1134 383">Guanaja</p> 
<p data-bbox="475 752 549 781">RECO</p> 	<p data-bbox="1034 752 1125 781">Roatán</p> 
<p data-bbox="459 1099 564 1128">INELEM</p> 	<p data-bbox="991 1099 1171 1128">Gracias a Dios</p> 
<p data-bbox="475 1503 549 1532">UPCO</p> 	<p data-bbox="1050 1503 1114 1532">Utila</p> 

Fuente: Elaboración propia

A. Cartagena, Colombia

En este proyecto se realizó la instalación de un sistema híbrido-diésel para la demanda eléctrica de un sistema de riego agrícola. También hay que mencionar que se instaló un banco de baterías para el funcionamiento del sistema. En la Ilustración 11 se muestra el esquema final de la instalación.

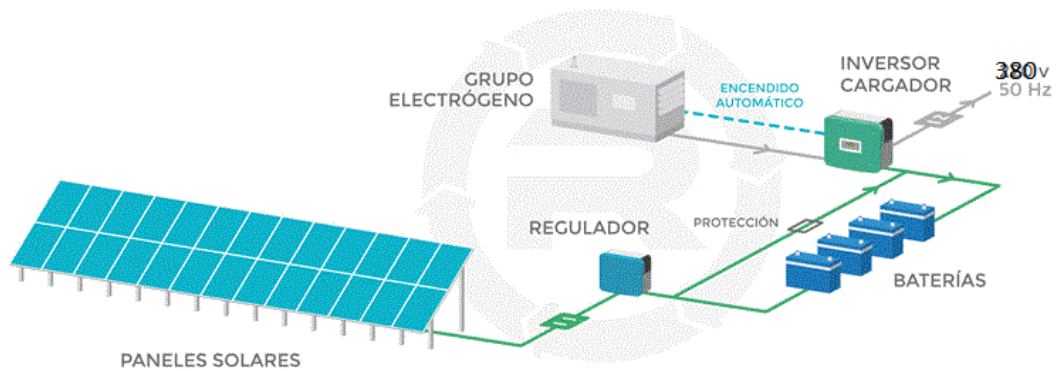


Ilustración 11 Esquema de sistema para abastecimiento de sistema de riego en Cartagena, Colombia

Fuente: (J. M. H. García, s/f)

Con esto se muestra que un sistema híbrido puede ser versátil en sus aplicaciones y suplir diversas cargas.

3.2 TEORÍAS DE SUSTENTO

3.2.1 ENERGÍA SOLAR

En nuestro sistema solar el Sol es una estrella formada por diferentes gases. Estos gases se encuentran bajo presiones extremadamente altas causando temperaturas elevadas. Estas condiciones de presión y temperatura causan una fusión nuclear y es esta reacción el origen de la energía solar. Se estima que en la superficie del sol hay una potencia de 3.7×10^{14} TW. Sin embargo, toda la energía emitida por el Sol no llega a la superficie terrestre. Se calcula que la potencia interceptada por la Tierra es de 173,000 TW. (*Solar_Resumen.pdf*, s/f)

A. Irradiancia Solar

Planas (2019) afirma: "La irradiancia solar es la potencia de radiación electromagnética solar incidente por unidad de área." Existe una constante solar de $1,353 \text{ W/m}^2$ la cual es obtenida en una superficie perpendicular al Sol en los límites de la atmósfera terrestre. De la misma manera, existe un estándar llamado AM 1.5 utilizado para el diseño de módulos fotovoltaicos. Éste es útil debido a el valor de $1,000 \text{ W/m}^2$ de irradiancia al pasar por esta masa de aire definida. En la Ilustración 12 se muestra la irradiancia espectral del Sol.

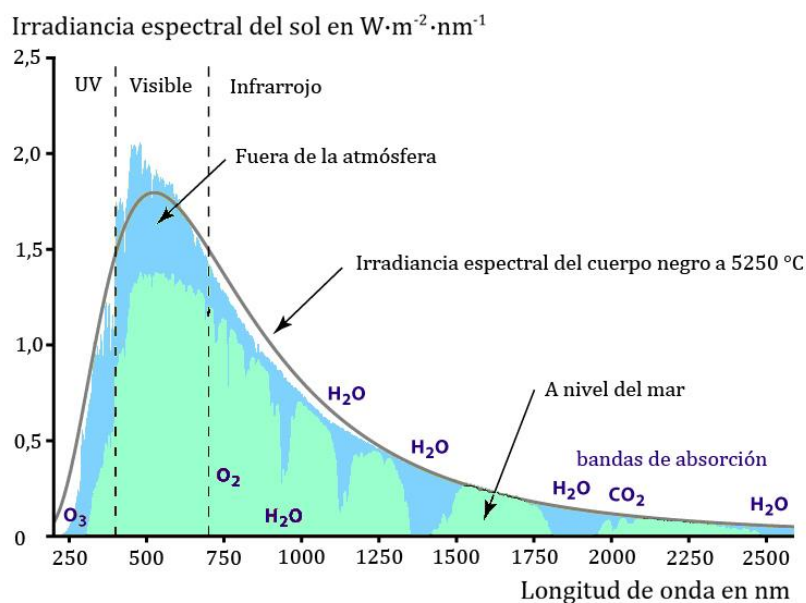


Ilustración 12 Irradiancia espectral

Fuente: (ECYT-AR, s/f)

B. Irradiación Solar

La irradiancia solar es la energía de radiación electromagnética solar incidente por unidad de área.

"La irradiación solar en la superficie terrestre es, desde el punto de vista técnico, la adición en un intervalo de tiempo determinado de la radiancia solar filtrada por la interposición de la atmósfera. Su valor depende críticamente de la latitud, la época del año, las horas del día y el clima imperante en el lugar." (*Irradiación solar - ECyT-ar, s/f*)

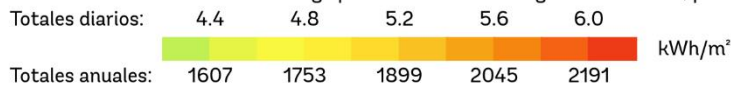
Honduras tiene la ventaja de ser uno de 148 países con mejor potencial para la generación de energía solar. Su ubicación en el istmo centroamericano tiene la característica de tener niveles elevados de radiación solar. El promedio anual es de 7,6 kWh/m²/día en la zona Sur, 7 kWh/m²/día en la zona insular y 6,7 kWh/m²/día en la zona central. En la Ilustración 13 se muestra un mapa de la Irradiación Solar en Honduras. (Fuentes, 2010)

MAPA DE RECURSO SOLAR

IRRADIACIÓN GLOBAL HORIZONTAL HONDURAS



Promedios de largo plazo de la irradiación global horizontal, periodo 1999-2018



Este mapa está publicado por el Grupo Banco Mundial, financiado por ESMAP, y preparado por Solargis. Para más información y términos de uso, por favor visite <http://globalsolaratlas.info>.

Ilustración 13 Irradiación Global Horizontal en Honduras

Fuente: (ESMAP, s/f)

3.2.2 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía solar es transformada a energía eléctrica gracias al efecto fotovoltaico. Éste ocurre cuando un fotón impacta con un electrón de un átomo de silicio. El electrón luego es energizado lo suficiente para salir de su órbita y viaja a través del silicio que

actúa como un conductor. Este movimiento de electrones ocasiona una corriente eléctrica que puede ser utilizada para suplir una carga eléctrica. (*Luz y electricidad, s/f*)
En la Ilustración 14 se muestra un diagrama del efecto fotovoltaico.

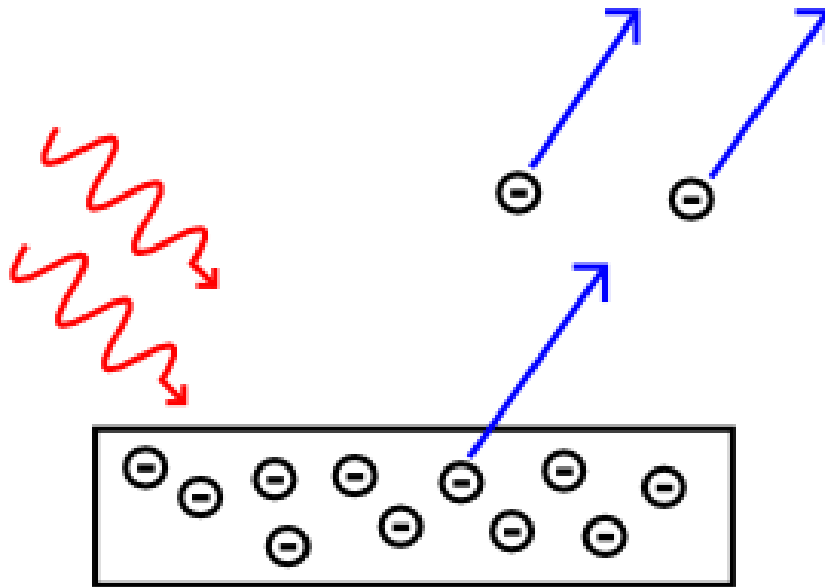


Ilustración 14 Efecto Fotovoltaico

Fuente: (LeClair, s/f)

3.2.3 TIPOS DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS

Los sistemas solares fotovoltaicos pueden ser clasificados dependiendo si tienen una conexión a la red eléctrica o si están aislados de la red.

A. *Sistemas fotovoltaicos híbridos aislados*

Una instalación aislada es un sistema de generación sin conexión a la red eléctrica. Ésta debe ser capaz de suplir toda la demanda energética a la que está conectada. Generalmente en instalaciones aisladas hay tecnologías de respaldo cuando la generación es menor que la demanda. En la Ilustración 15 se muestra un diagrama de la conexión de un sistema solar aislado respaldado con almacenamiento en baterías.

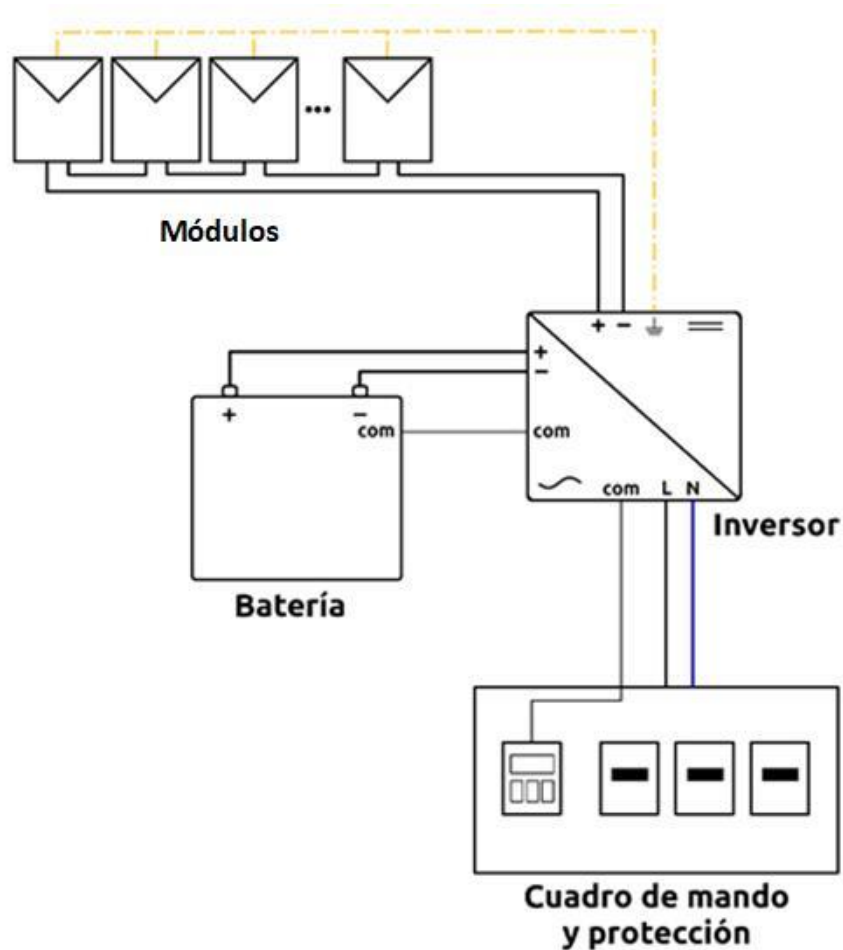


Ilustración 15 Diagrama de un sistema fotovoltaico aislado

Fuente: (Heliosfera, 2020)

B. Sistemas fotovoltaicos híbridos conectados a la red

Una instalación interconectada a la red eléctrica no está obligada a suplir toda la demanda eléctrica de la carga. Sin embargo, también se pueden instalar tecnologías de respaldo para disminuir el consumo y la dependencia de la red eléctrica. La Ilustración 16 es el diagrama de un sistema híbrido conectado a la red eléctrica.

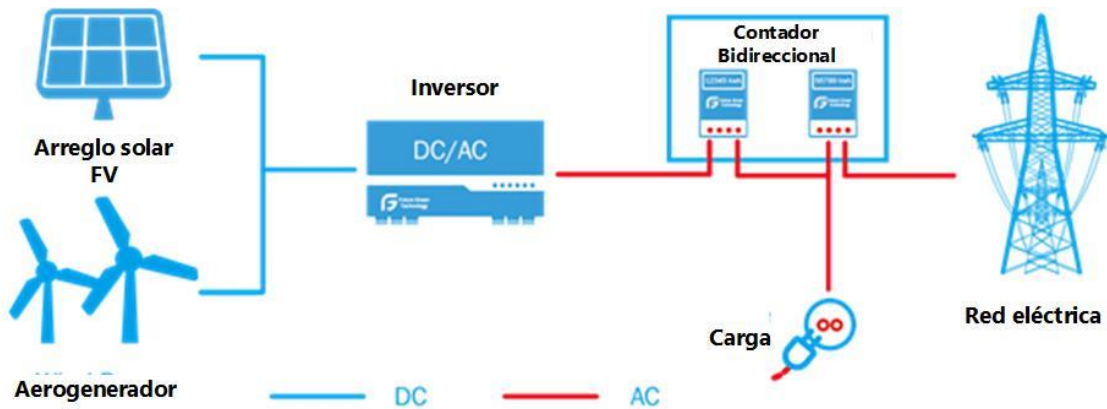


Ilustración 16 Diagrama de un sistema híbrido conectado a la red

Fuente: (Equipo Morillo, s/f)

3.2.4 COMPONENTES DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

A. *Módulo Fotovoltaico*

El panel o módulo fotovoltaico tiene como propósito convertir la irradiación solar a energía eléctrica de corriente continua. Éste lo hace gracias al efecto fotovoltaico mencionado anteriormente.

En las células solares convencionales, el campo eléctrico se forma gracias a una unión P-N. Una zona del material tiene exceso de electrones (carga negativa), mientras que la otra tiene carencia de ellos (carga positiva), de modo que al ser liberado un electrón es impulsado a través del material hasta los conductos de plata, de baja resistividad. (*Luz y electricidad, s/f*)

Los módulos fotovoltaicos más comunes son los monocristalino, policristalino y de capa fina.

“Las células monocristalinas destacan por estar fabricadas con silicio de muy alta pureza. Por esta razón, este tipo de celdas de color negro son las más eficientes, también en términos de espacio, lo que se traduce en la práctica en instalaciones más pequeñas. Se distinguen por su color oscuro y sus bordes redondeados.” (“Diferencia entre paneles solares monocristalinos y policristalinos”, 2019)

Los paneles policristalinos son la unión de varios cristales de silicio que luego son unidos en un marco. Este tipo de paneles tienen la ventaja de trabajar mejor en temperaturas calientes aunque por lo general son de menor potencia que los monocristalinos. (*Paneles Solares Policristalinos | AutoSolar, s/f*)

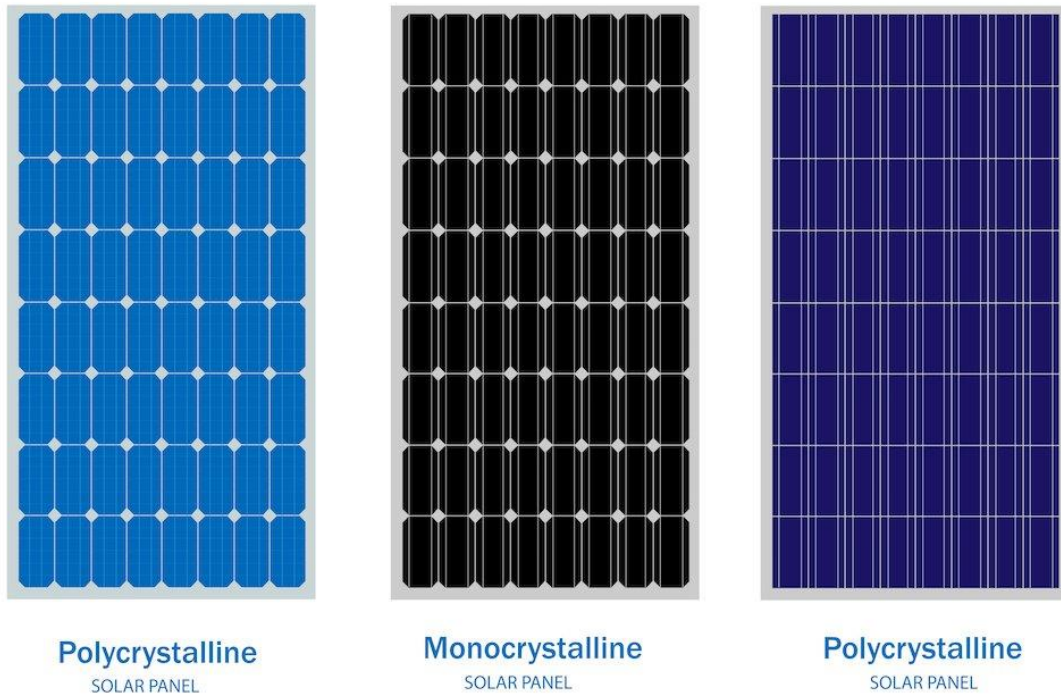


Ilustración 17 Tipos de módulos fotovoltaicos

Fuente: (Shutterstock, s/f)

B. Inversor

El inversor se encarga de convertir la corriente continua entregada por el módulo fotovoltaico a corriente alterna. A continuación en la Ilustración 18 se muestra un inversor de 3 kW.



Ilustración 18 Inversor solar

Fuente: (Growatt, s/f)

C. Regulador de carga

El regulador de carga sirve como un punto de conexión para todos los elementos que conforman un sistema aislado. Éste controla las baterías para evitar sobrecargarlas lo cual reduce su rendimiento. Los reguladores de carga se pueden clasificar por su conexión en paralelo o en serie.

Los reguladores de carga tipo paralelo funcionan con un transistor que pasa la corriente de los módulos fotovoltaicos a una carga resistiva de disipación. Este tipo de funcionamiento provoca calentamiento en el equipo lo cual causa pérdidas. Por esta razón este tipo de regulador es usado para instalaciones pequeñas de alrededor de 500 W. En la Ilustración 19 se muestra un diagrama del conexionado de un regulador de carga tipo paralelo. (*Tipos, parámetros y función, s/f*)

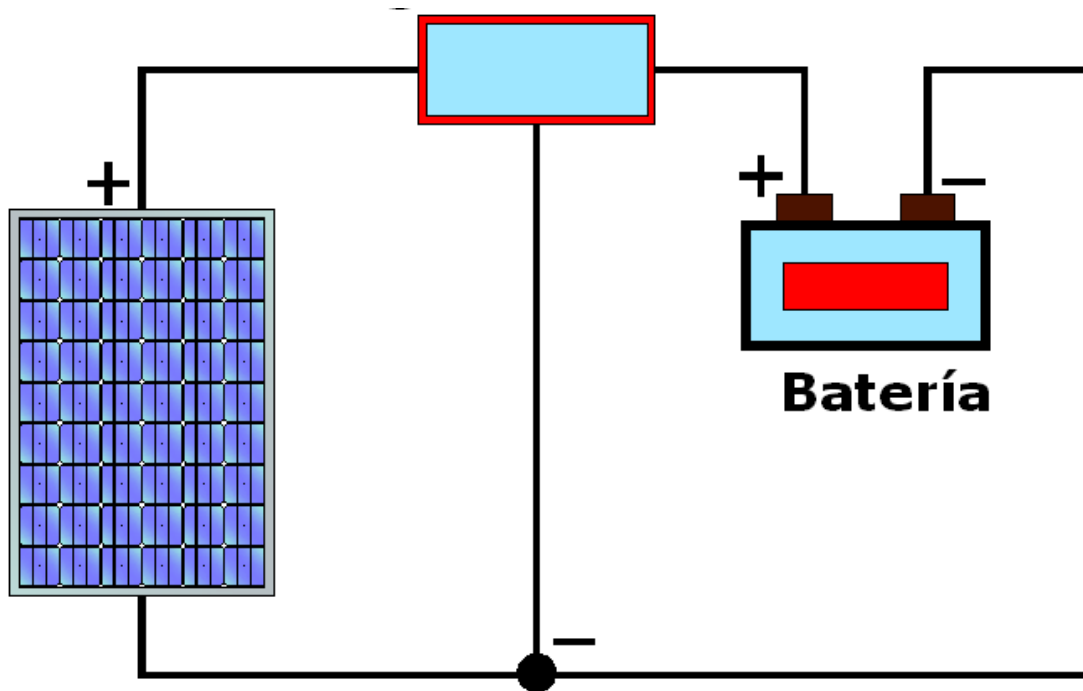


Ilustración 19 Diagrama de regulador de carga tipo paralelo

Fuente: (Tipos, parámetros y función, s/f)

Los reguladores de carga tipo serie funcionan interrumpiendo la corriente que es dirigida hacia las baterías. Los modelos usados en instalaciones grandes desvían la corriente proveniente de los módulos fotovoltaicos hacia otros circuitos para no sobrecargar el banco de baterías. En la Ilustración 20 se puede observar un regulador de carga tipo serie.

Continuando, este tipo de reguladores de carga también tienen otras características y cumplen otras funciones de control en el sistema como:

- Alarmas por baja tensión de batería
- Desconectores automáticos
- Sensor de temperatura

CONEXIÓN REGULADOR DE CARGA

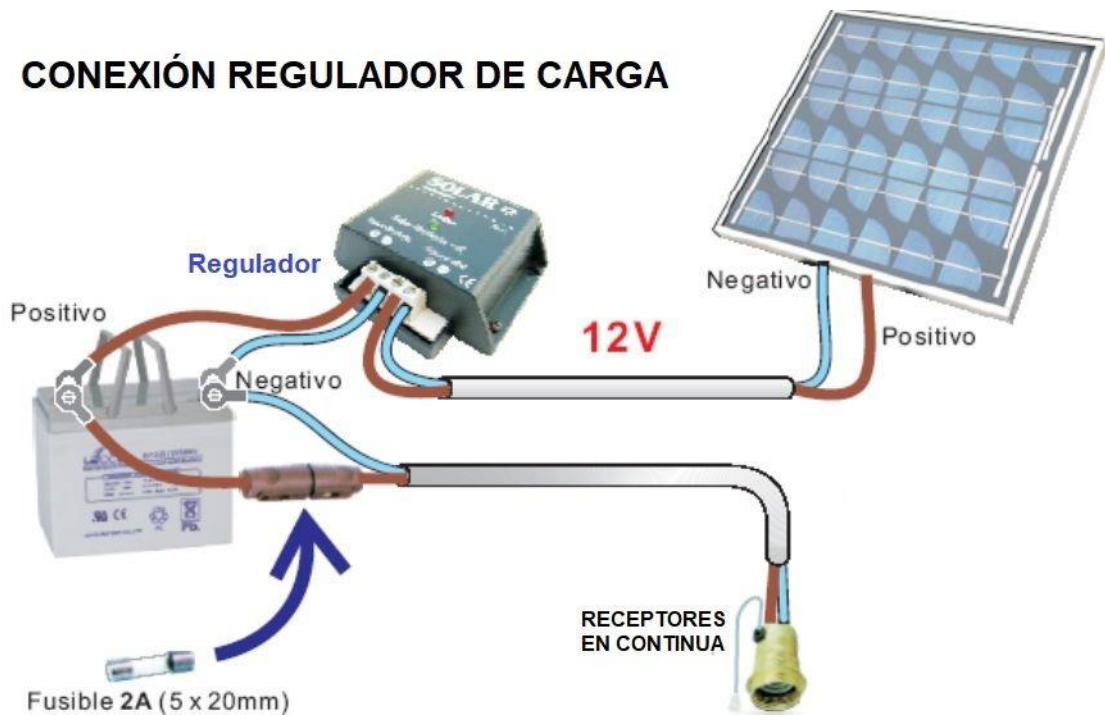


Ilustración 20 Diagrama de regulador de carga tipo serie

Fuente: (AREATECNOLOGIA, s/f)

D. Baterías

Un banco de baterías es un recurso utilizado para el almacenamiento de energía eléctrica. Se almacenan los excesos para poder usarlos cuando la generación disminuya. La capacidad de la batería es medida en amperios/hora (Ah) y es definida como la cantidad de electricidad que se puede obtener en una descarga completa. Continuando, otro aspecto importante de las baterías es su profundidad de descarga. Ésta se define como el cociente entre la carga extraída y su capacidad nominal. Entre mayor sea la profundidad de descarga menor será la vida útil de la batería. En la Ilustración 21 se puede observar una gráfica demostrando esta relación.

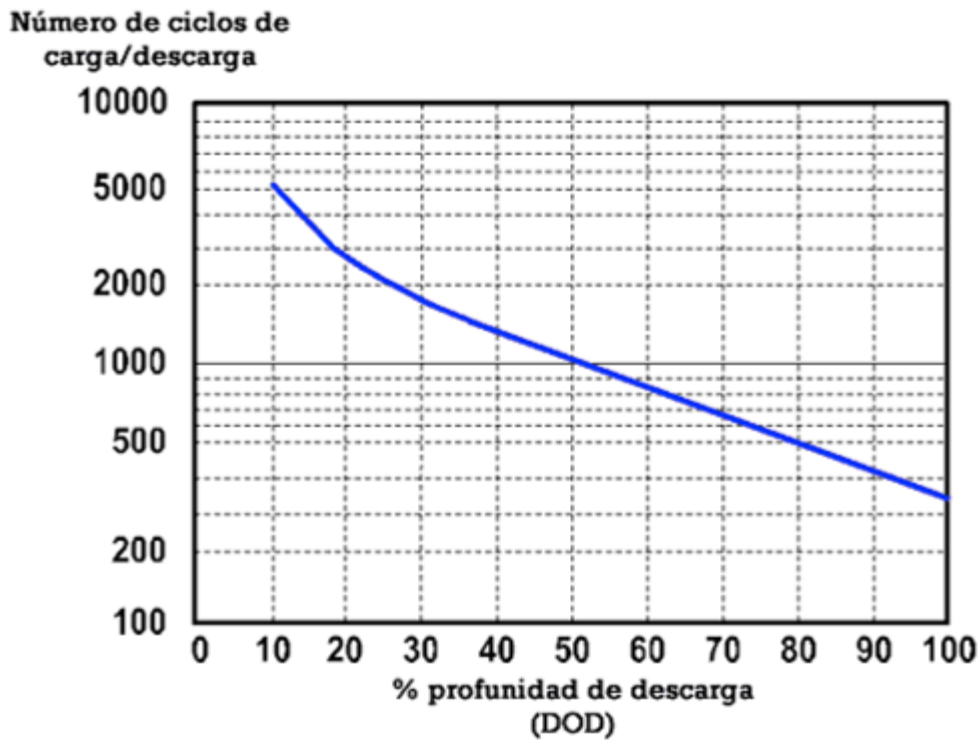


Ilustración 21 Gráfica de # de ciclos vs %DOD

Fuente: ("Bancos de Baterías Para Sistemas Fotovoltaicos.", 2021)

3.2.5 COMPONENTES DE UN GENERADOR DIÉSEL

Los generadores diésel están formados por un motor diésel y un alternador que genera la energía eléctrica. A estos generadores también se les suele conocer como electrógenos y pueden utilizar como fuente de combustible diésel, gasolina, bio-diésel, gas natural. (Reyes Duke & Osorio Hernández, 2018)

A. *Motor Diésel*

Los motores diésel son los que predominan el mercado de generadores eléctricos. La razón por la preferencia al motor diésel en vez de gasolina es su facilidad de arranque. Los generadores con motor de gasolina dependen de un arranque frío mientras que un motor diésel no tiene ese limitante. En la Ilustración 22 se muestra un generador diésel de arranque automático.



Ilustración 22 Generador diésel

Fuente: (Pramac, s/f)

El motor diésel puede ser de 2 o 4 tiempos. El motor de 2-tiempos puede entregar la misma potencia que un motor de 4-tiempos, sin embargo, el de 4-tiempos tiene una vida útil más larga gracias a las cuatro carreras que hace el pistón. Los 4 tiempos permiten que la zona de lubricación se separe de la combustión logrando un mayor desempeño y uso eficiente del combustible (J. M. H. García, s/f) El proceso convierte energía química a energía mecánica que luego es transformada a eléctrica en el alternador.

B. Alternador

Para la generación de energía eléctrica el motor está acoplado a un alternador que convierte la energía mecánica a eléctrica. El rotor del alternador o generador eléctrico gira gracias al motor y éste al girar induce una corriente la cual genera una diferencia de potencial en las terminales del estator. En la Ilustración 23 se muestra el esquema del rotor y estator.

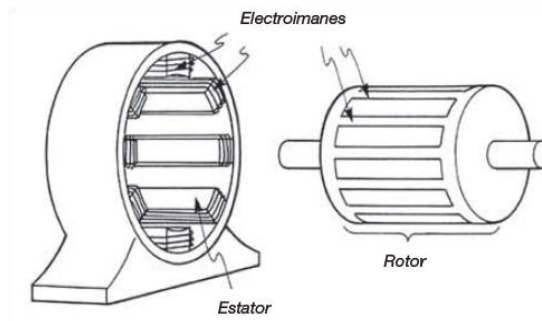


Ilustración 23 Esquema de rotor y estator

Fuente: (Great Magtech, s/f)

3.2.6 TIPOS DE FUNCIONAMIENTO PARA UN GENERADOR DIÉSEL EN UN SISTEMA HÍBRIDO

El generador diésel puede ser usado de distintas maneras en un sistema híbrido. Puede ser reservado para casos de emergencia, es decir, actúan como tecnología de respaldo cuando la generación no es suficiente. La otra función es de complemento en generación. Debido a las oscilaciones de generación en sistemas renovables se opera el generador de forma continua y las otras tecnologías sirven como ahorro de combustible. (Reyes Duke & Osorio Hernández, 2018)

3.2.7 PARÁMETROS UTILIZADOS EN EL ANÁLISIS ECONÓMICO

En este apartado se brindarán las definiciones para las variables a utilizar en el análisis económico del proyecto.

A. LCOE

Sánchez & Contreras (2020) afirman que el costo nivelado de energía (LCOE) permite establecer un costo unitario relacionando el costo de producción con la cantidad de energía producida en un periodo de tiempo. El LCOE se estima con el valor presente de todos los costos que surgen a lo largo de la vida útil del proyecto. Es un valor único que ser interpretado como el mínimo valor al cual se puede vender la energía producida. Si el precio de venta es menor al LCOE el proyecto terminaría siendo una pérdida. En la Ecuación 1 se muestra cómo se puede calcular el costo nivelado de energía:

$$LCOE = \sum_{n=1}^m \frac{CC_n + O\&M_n + \text{Costo de combustible}_n}{\text{Energía Generada}_n}$$

Ecuación 1 LCOE

Donde:

- CC = Costo de capital [\\$]
- $O\&M$ = Operación y mantenimiento [\\$]
- m = Vida útil [años]
- $\text{Costo de combustible}$ [\\$]
- Energía Generada [kWh]

B. VAN

Mete (2014) menciona que el Valor Actual Neto (VAN) es el valor presente de los flujos de efectivo de un proyecto. Para poder utilizar los flujos de efectivo proyectados en el presente se utiliza una tasa de descuento denominada tasa de oportunidad. Si el VAN de un proyecto es mayor o igual a 0 significa que se obtuvieron ganancias con el mismo. Si el caso contrario sucede el proyecto es rechazado ya que implica una pérdida monetaria. En la Ecuación 2 se muestra como puede ser calculado el Valor Actual Neto:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t}$$

Ecuación 2 Valor Actual Neto

Donde:

- I_0 = Inversión inicial [\\$]
- t = periodo de tiempo [Años]
- n = número de periodos de tiempo [-]
- k = tasa de descuento [%]

C. *TIR*

Sevilla, (s/f) afirma que la Tasa Interna de Retorno o (TIR) es la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión o proyecto. Está relacionada con VAN ya que también es definida como la tasa de descuento que igual el VAN a cero. En la Ecuación 3 se muestra cómo se puede calcular la TIR.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} = 0$$

Ecuación 3 Tasa Interna de Retorno

Donde:

- I_0 = Inversión inicial [\\$]
- t = periodo de tiempo [Años]
- n = número de periodos de tiempo [-]
- TIR = Tasa Interna de Retorno [%]

IV. METODOLOGÍA

En este capítulo se presenta y describe la metodología del proyecto de investigación. Se listan las variables independientes y dependientes a tomar en cuenta. De igual manera, en el capítulo se presentarán las técnicas e instrumentos utilizados para la realización del proyecto.

4.1 ENFOQUE

El enfoque del proyecto de investigación es cuantitativo. Sampieri (2014) menciona que el enfoque cuantitativo representa un conjunto de procesos y tiene una sucesión de eventos específica. Este tipo de enfoque tiene como característica medir y estimar. La investigación debe ser realizada de manera objetiva y el objeto de investigación no debe ser alterado de ninguna manera.

El tipo de estudio será no experimental ya que no se estarán variando las variables independientemente para ver su efecto en las dependientes. Solo se hará la recolección de datos en un momento haciendo la investigación de diseño transversal. El alcance del estudio será descriptivo investigando y describiendo las variables relacionadas al proyecto. (Sampieri, 2014) En la Ilustración 24 se muestra el esquema metodológico del proyecto.

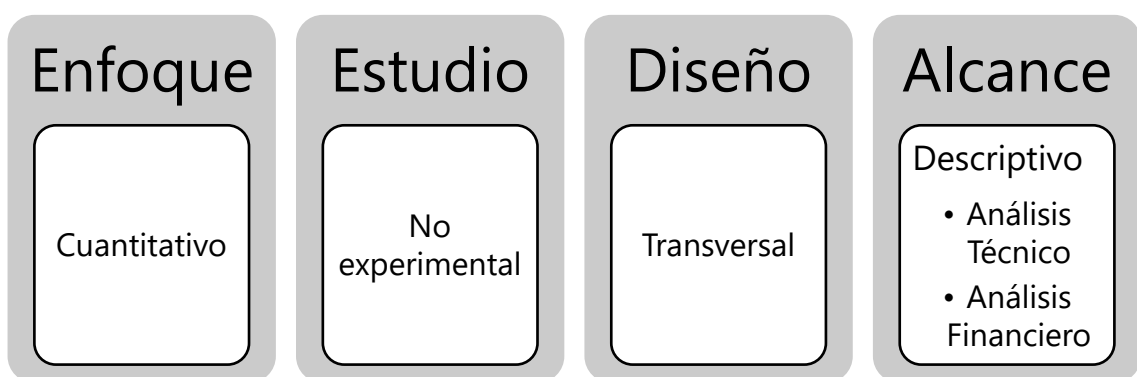


Ilustración 24 Esquema metodológico

Fuente: Elaboración propia

4.2 VARIABLES DE INVESTIGACIÓN

En la siguiente sección se detallarán las variables de la investigación. Bayolo, (2008) menciona que las variables de la investigación son las características de un objeto o fenómeno que varían respecto a las unidades de observación. En la Ilustración 25 se muestran las variables dependientes en el centro y las independientes en los costados mostrando también su impacto ya sea negativo (rojo) o positivo (verde). Un impacto positivo para la investigación resultaría en el aumento del VAN y la TIR mientras que una disminución en el LCOE y viceversa para un impacto negativo.

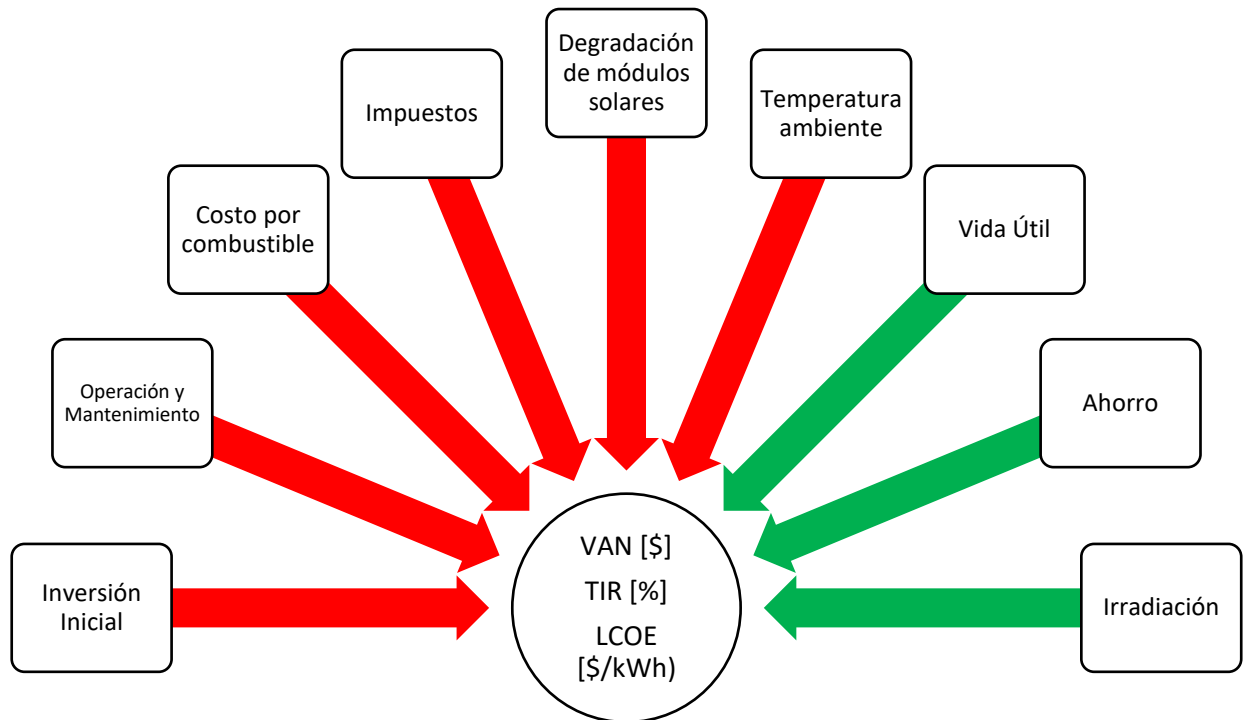


Ilustración 25 Variables de Investigación

Fuente: Elaboración propia

4.2.1 VARIABLES DEPENDIENTES

Las variables dependientes son las que cambian en función de las independientes. Como mostrado anteriormente las variables dependientes de la investigación son:

- **VAN [\$]:** Es el valor presente de los flujos de efectivo de un proyecto. El VAN de un proyecto debe ser mayor o igual a 0 para obtener ganancias. Si el caso contrario sucede el proyecto es rechazado ya que implica una pérdida monetaria. La unidad del VAN es cualquier denominación monetaria. (Mete, 2014)
- **TIR [%]:** Es la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión o proyecto. (Sevilla, s/f) Se considera que el proyecto es viable al calcular una TIR mayor a la tasa de descuento denominada previamente. (En este caso será 12%).
- **LCOE [\$/kWh]:** El LCOE es el valor presente de todos los costos que surgen en la vida útil del proyecto. Si el precio de venta es menor al LCOE el proyecto terminaría siendo una pérdida. (Sánchez & Contreras 2020) Las dimensiones del LCOE son una unidad monetaria y una de energía ya que es la razón del costo [\$] entre la generación de energía [kWh].

4.2.2 VARIABLES INDEPENDIENTES

Las variables independientes son las que producen efectos en las dependientes y es por esta razón que también se les puede llamar variables de causa.

- **Inversión Inicial [\$]:** La inversión inicial es todo el capital invertido para poder realizar el proyecto. Se denota como un impacto negativo ya que es un egreso de dinero.
- **Operación y mantenimiento [\$/kWp]:** Es el costo de operación y mantenimiento del proyecto para asegurarse que éste funcione de la forma adecuada. Éste al ser un egreso tiene un impacto negativo.
- **Costo por combustible [\$/L]:** Es el costo del combustible diésel para la funcionalidad del generador. Éste al ser un egreso se le denota un impacto negativo.

- **Impuestos [%]:** Es un tributo que se debe pagar al gobierno convirtiéndolo en un egreso con impacto negativo. Sin embargo, al ser un proyecto de tecnología renovable se consigue una exención para los primeros 10 años.
- **Degradación de los módulos F.V [%]:** Los módulos fotovoltaicos sufren una degradación porcentual con el tiempo y al estar expuestos a condiciones no óptimas. Estas pérdidas de potencia por degradación resultan en un impacto negativo.
- **Vida Útil [Años]:** Es el tiempo estimado de duración para el proyecto y se da en intervalos de años. Se considera que tiene un impacto positivo ya que entre mayor sea la vida útil mayor será el beneficio para el proyecto.
- **Ahorro [\$]:** El ahorro monetario a conseguirse al no tener que pagar la factura eléctrica. El ahorro es un ingreso de dinero entonces tiene un impacto positivo en las variables dependientes de la investigación.
- **Temperatura ambiente [°C]:** La temperatura ambiente de la zona influye en el rendimiento de los módulos fotovoltaicos. Éstos no están bajo las mismas condiciones en el campo que en el laboratorio lo cual disminuye su desempeño. Como mostrado en la Ilustración 30 la temperatura ambiente de la zona promedia en los 30 °C impactando el proyecto negativamente.
- **Irradiación [kWh/m²]:** La irradiación global horizontal en la zona es la que se convertirá a energía eléctrica teniendo de esta manera un impacto positivo.

Añadiendo, en la ilustración 26 se muestran las dimensiones de las variables independientes.

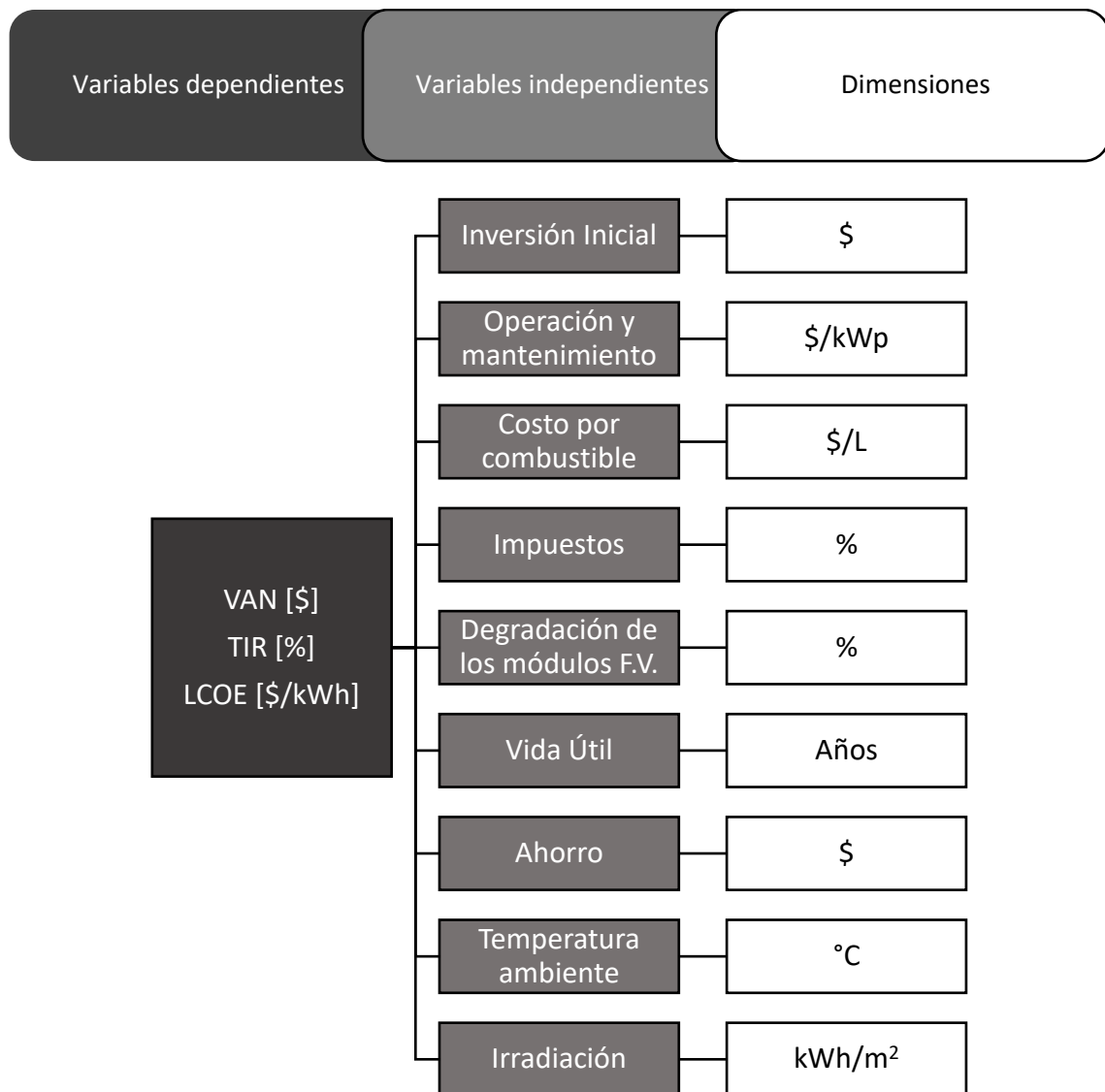


Ilustración 26 Dimensiones de variables independientes

Fuente: Elaboración propia

4.3 HIPÓTESIS

La hipótesis es la suposición de los resultados de la investigación. A continuación se presentarán las hipótesis de investigación y nula.

4.3.1 HIPÓTESIS DE INVESTIGACIÓN

El sistema híbrido solar fotovoltaico respaldado con un generador diésel y un banco de baterías aislado en el municipio de Choloma, Cortés es viable para suplir la demanda de energía eléctrica de la planta productora de alimentos. Se obtendrá un VAN mayor a 0, una TIR mayor a 12% y un LCOE menor a la tarifa eléctrica.

4.3.2 HIPÓTESIS NULA

El sistema híbrido solar fotovoltaico respaldado con un generador diésel aislado no es viable. Se obtendrá un VAN menor a 0, una TIR menor a 12% y un LCOE mayor a la tarifa eléctrica.

4.4 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS APLICADOS

En el siguiente apartado se detallarán las técnicas e instrumentos aplicados para poder tener los datos necesarios para llevar a cabo la investigación.

4.4.1 PVSYST

PVsystem es un simulador de sistemas fotovoltaicos que utiliza información satelital y meteorológica para estimar la generación de electricidad del sistema. Asimismo, el programa tiene opciones para dimensionar sistemas híbridos aislados con baterías.

4.4.2 EXCEL

Excel es un programa de hojas de cálculo que será útil para calcular las variables financieras del proyecto.

4.4.3 ENTREVISTAS

A través de entrevistas con el personal de la planta se logró obtener datos para la realización del proyecto.

4.4.4 METEONORM

Meteonorm es un programa donde se pueden obtener datos meteorológicos de la zona. Será de utilidad para recopilar datos de radiación y temperatura.

4.5 METODOLOGÍA DE ESTUDIO

El proceso de la investigación comenzó con la identificación de un problema, la fluctuación en los costos de energía eléctrica causada por la volatilidad de la tarifa eléctrica en una planta productora de alimentos en Choloma, Cortés. Se prosiguió a plantearse una solución al problema. La implementación de un sistema híbrido aislado

formado por un arreglo solar fotovoltaico junto a un generador diésel y un banco de baterías para las caídas de potencia asociadas con las energías renovables.

El objetivo de la investigación es determinar la viabilidad de la implementación de un sistema híbrido, formado por los componentes mencionados anteriormente, que pueda suplir la demanda de energía eléctrica total de la planta productora de alimentos sin tener que depender del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Continuando, se estudian y recopilan trabajos similares para obtener un mejor manejo del tema. También se lee sobre el tema en revistas científicas, artículos etc. para tener un contexto del tema a investigar a un nivel macro y micro. Ya con un planteamiento basado en una robusta investigación de la situación se procede a seguir los pasos de la metodología de estudio mostrados en la Ilustración 27.

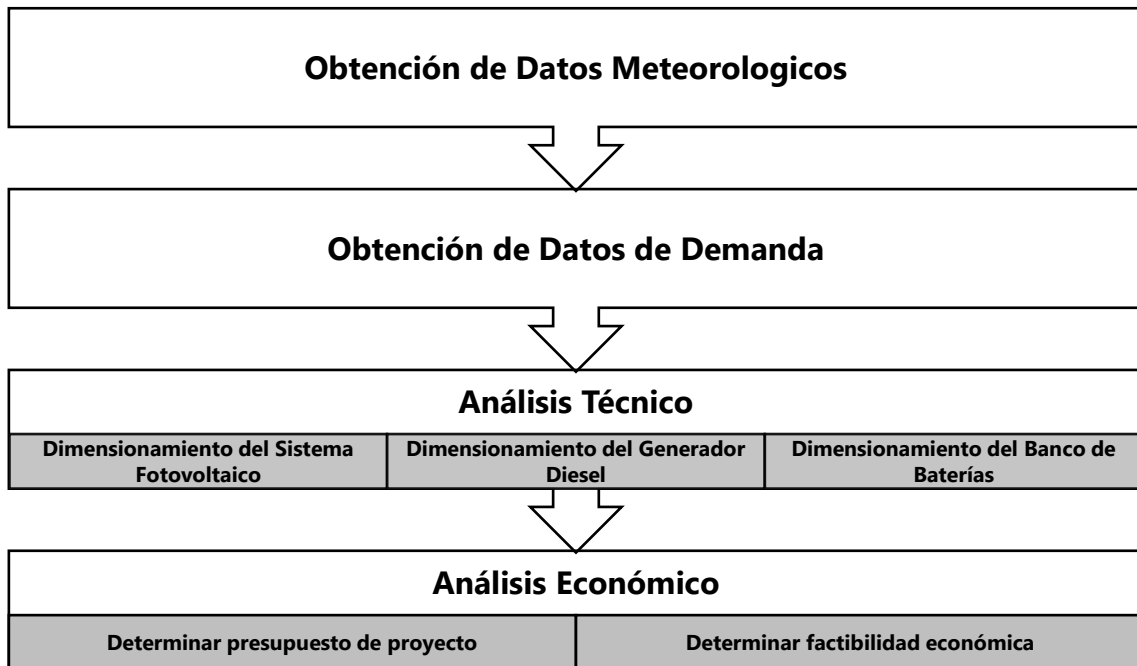


Ilustración 27 Metodología de Estudio

Fuente: Elaboración propia

4.5.1 TÉCNICO

En el siguiente apartado se muestran todos los parámetros y técnicas para poder realizar la parte técnica del proyecto.

A. Datos Meteorológicos

Se utilizó el programa Meteonorm para obtener datos meteorológicos relevantes para la investigación del proyecto. Las coordenadas ingresadas en el programa son 15.6075 °N, -87.9390°E. Como mencionado anteriormente el proyecto está ubicado en el municipio de Choloma, Cortés (referirse a Ilustración 1).

Empezando, la Ilustración 28 es una gráfica de la radiación global diaria en el sitio del proyecto. Con estos datos se puede comenzar a dimensionar cuántos módulos fotovoltaicos serán necesarios para poder suplir completamente la demanda de energía eléctrica. Este cálculo se mostrará más adelante en la metodología técnica la Ecuación 4.

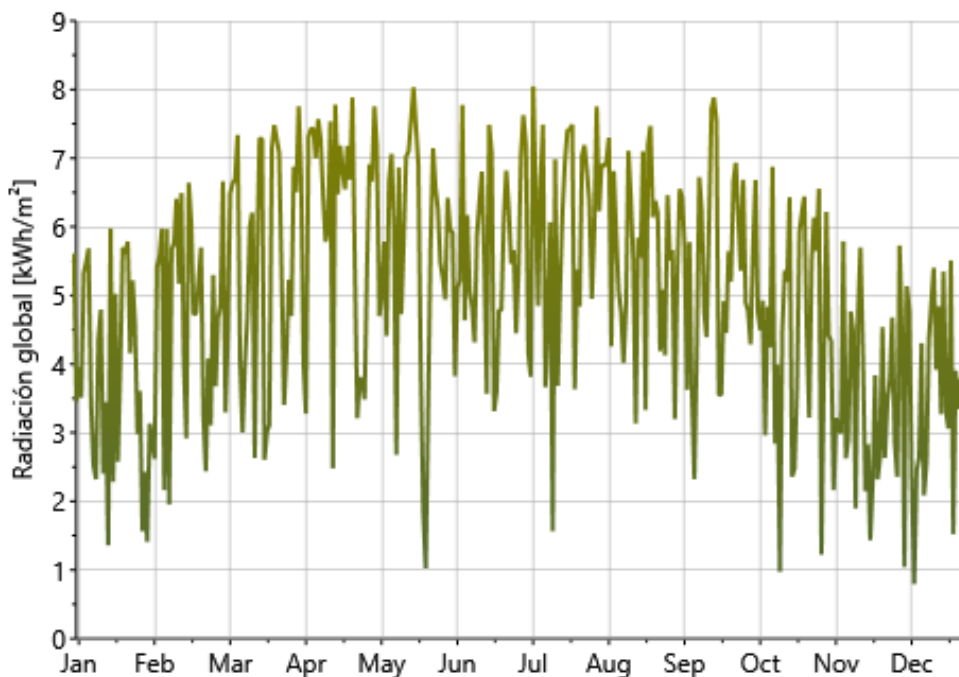


Ilustración 28 Radiación global

Fuente: (Meteonorm, 2021)

La Ilustración 29 es una gráfica de la radiación solar mensual. Con estos datos se puede predecir cuáles serán los meses del año que tendrán una mayor producción del sistema solar fotovoltaico.

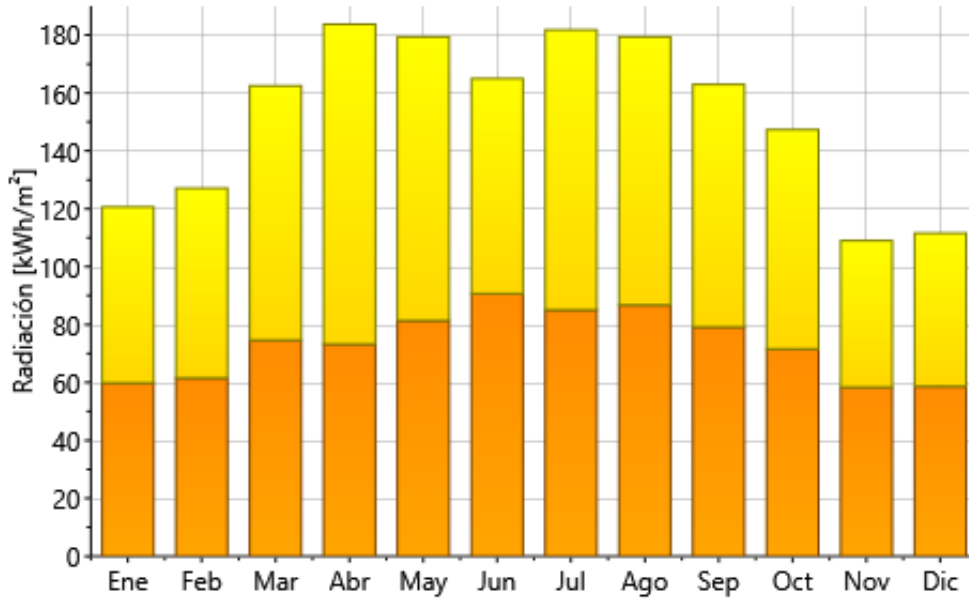


Ilustración 29 Radiación solar mensual

Fuente: (Meteonorm, 2021)

La Ilustración 30 es una gráfica de las horas solares. Con estos datos sabremos cuántas horas de producción tendrá el arreglo solar fotovoltaico.

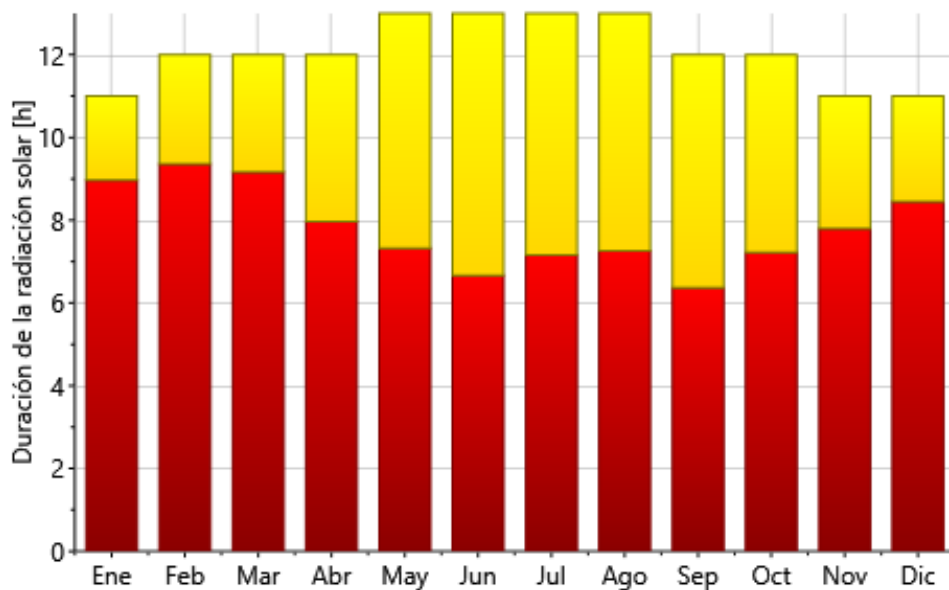


Ilustración 30 Horas solares

Fuente: (Meteonorm, 2021)

La Ilustración 31 es una gráfica de la temperatura ambiente del sitio. Este es un dato importante ya que la producción de los módulos fotovoltaicos depende de la temperatura de su entorno.

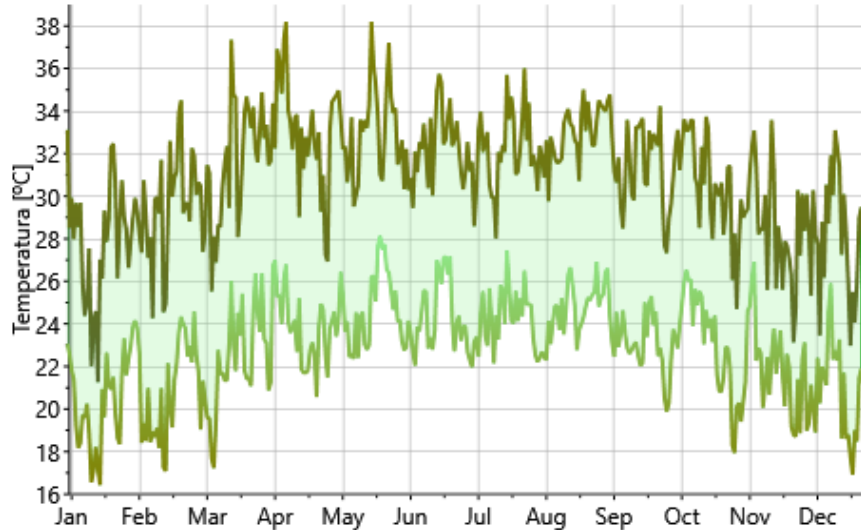


Ilustración 31 Temperatura ambiente

Fuente: (Meteonorm, 2021)

B. Demanda

Los datos de demanda son esenciales para dimensionar cualquier proyecto energético. Éstos son los que nos permiten dimensionar un sistema adecuado a las condiciones existentes. La demanda de energía eléctrica de la planta es de alrededor de 4,500 kWh diarios. Opera de 7:00 am a 7:00 pm y tiene una carga máxima de 410 kW. En la Ilustración 32 se muestra el perfil de carga de la planta.

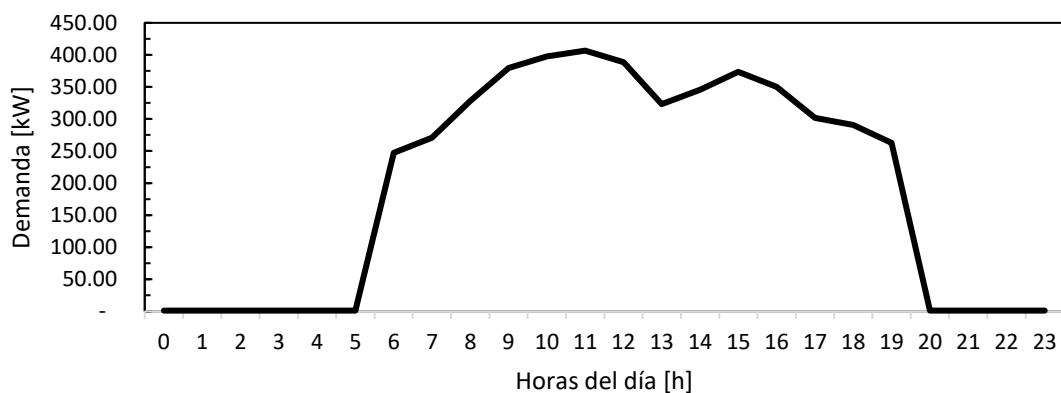


Ilustración 32 Perfil de carga diario de la planta productora

Fuente: Elaboración propia

C. Dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico

Con los datos de demanda eléctrica se puede empezar a dimensionar el sistema solar fotovoltaico, empezando con el cálculo de la cantidad mínima de módulos fotovoltaicos para suplir una demanda específica bajo el nivel de radiación en el sitio. En la Ecuación 4 se muestra la fórmula para este cálculo.

Ecuación 4 Número mínimo de módulo FV para suplir una demanda determinada

$$\text{Número de módulos FV} = \frac{E_{\text{demanda}} [\text{kWh}] \times \text{Irradiancia AM 1.5} \left[\frac{\text{kW}}{\text{m}^2} \right]}{\text{Irradiación POA} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} \right] \times \text{Cap}_{\text{Nom}} [\text{kW}] \times \text{PR} [-]}$$

Donde:

- E_{demanda} = La demanda energética de la planta productora de alimentos.
- $\text{Irradiancia AM 1.5}$ = La constante de prueba para módulos fotovoltaicos de 1 kW/m².
- Irradiación POA = La radiación obtenida en el plano del arreglo solar fotovoltaico.
- Cap_{Nom} = La capacidad nominal del módulo fotovoltaico a usar.
- PR = La razón de la actual energía generada y la energía máxima a generar teóricamente.

Luego, ya con el dato de número de módulos fotovoltaicos de una potencia específica se puede calcular la potencia nominal en DC multiplicando el número de módulos por su potencia.

La potencia en AC es determinada por la cantidad y potencia de los inversores solares. Es recomendado que el total de potencia AC sea menor al total de DC. Los módulos fotovoltaicos tendrán una potencia de salida menor en condiciones de campo que en condiciones de laboratorio. Debido a esto se puede instalar una menor potencia en AC para coincidir con los valores de DC en el campo. La razón de potencias DC/AC puede estar entre 1.1-1.3. En la ecuación 5 se muestra la relación de potencias DC/AC.

Ecuación 5 Relación DC/AC

$$\text{Relación} \frac{DC}{AC} = \frac{\text{Capacidad Nominal DC [kWp]}}{\text{Capacidad Nominal AC [kW]}}$$

Con los módulos fotovoltaicos e inversores determinados se empiezan a hacer cálculos del rango de módulos conectados en serie y cuántas de estas cadenas pueden estar conectadas en paralelo al inversor.

Para el cálculo del rango de módulos en serie primero se necesita saber el voltaje mínimo y máximo de éstos. En las Ecuaciones 6 y 7 se detalla cómo encontrar estos datos.

Ecuación 6 Voltaje mínimo de módulos FV

$$V_{\text{mín modFV}} = V_{mp} + (T_{prom} + T_{RISE} - T_{STC}) \times TC_{pmax} \times \frac{V_{mp}}{100}$$

Donde:

- V_{mp} [V] = Voltaje de máxima potencia.
- T_{prom} [°C] = Temperatura ambiente promedio.
- T_{RISE} [°C] = Incremento de temperatura en los módulos que depende del montaje de éstos. En este caso se tomará en cuenta un valor de 32 °C.
- T_{sc} [°C] = Temperatura en condiciones de laboratorio.
- TC_{pmax} [%/°C] = Coeficiente de temperatura para la potencia máxima.

Ecuación 7 Voltaje máximo de módulos FV

$$V_{\text{máx modFV}} = V_{OC} + (T_{\text{mínFV}} - T_{STC}) \times TC_{Voc} \times \frac{V_{oc}}{100}$$

Donde:

- V_{oc} [V] = Voltaje de circuito abierto.
- T_{prom} [°C] = Temperatura ambiente mínima.
- T_{sc} [°C] = Temperatura en condiciones de laboratorio.
- TC_{voc} [%/°C] = Coeficiente de temperatura para circuito abierto.

Una vez obtenidos los voltajes mínimos y máximos de los módulos se prosigue a calcular el rango de módulos en serie. En las Ecuaciones 8 y 9 se detalla cómo hacer estos cálculos.

Ecuación 8 Número mínimo de módulos en serie

$$\text{Número mínimo de módulos} = \frac{V_{\text{inicio del Inversor}}}{V_{\text{min modFV}} \times (1 - \text{degradación})}$$

Donde:

- $V_{\text{inicio}} [V]$ = Voltaje mínimo para que el inversor pueda funcionar.
- $V_{\text{min modFV}} [V]$ = Voltaje mínimo de módulos fotovoltaicos.

Ecuación 9 Número máximo de módulos en serie

$$\text{Número máximo de módulos} = \frac{V_{\text{máx del Inversor}}}{V_{\text{máx modFV}}}$$

- $V_{\text{max}} [V]$ = Voltaje máximo de entrada del inversor.
- $V_{\text{max modFV}} [V]$ = Voltaje máximo de módulos fotovoltaicos.

Luego se calcula la cantidad de cadenas que pueden estar conectadas en paralelo en el inversor. En las ecuaciones 10 y 11 se detalla como calcular este número. En las dos ecuaciones se usan diferentes valores de los módulos e inversores y el número final de cadenas en paralelo será el menor resultado de estas dos ecuaciones.

Ecuación 10 Número de cadenas en paralelo

$$\text{Cadenas en paralelo} = \frac{\text{Corriente máxima de cortocircuito del inversor}}{\text{Corriente de cortocircuito del módulo FV}}$$

Ecuación 11 Número de cadenas en paralelo

$$\text{Cadenas en paralelo} = \frac{\text{Corriente continua máxima de entrada del inversor}}{\text{Corriente de máxima potencia del módulo FV}}$$

D. Dimensionamiento del Generador Diésel

El generador eléctrico tiene que ser capaz de suplir la carga máxima de la planta en caso de que el arreglo solar fotovoltaico tenga caídas de potencia o sean horas de baja producción. La planta cuenta con una carga máxima de 410 kW y el generador eléctrico que poseen es de una potencia nominal de 500 kW. El generador eléctrico tiene una potencia nominal suficiente para suplir la demanda energética de la planta y puede ser utilizado en el sistema híbrido.

E. Dimensionamiento de Banco de Baterías

El primer paso en dimensionar el banco de baterías es calcular la capacidad de éste. En la Ecuación 12 se muestra cómo hacer este cálculo.

Ecuación 12 Capacidad de banco de baterías

$$\text{Capacidad de banco [Ah]} = \frac{E_{\text{demanda diaria}} \left[\frac{\text{Wh}}{\text{día}} \right] \times \text{Días de autonomía}}{\eta_{\text{batería}} \times \%DOD \times \text{Voltaje de sistema [V]}}$$

Donde:

- $E_{\text{demanda diaria}}$ [Wh] = La demanda energética diaria de la planta.
- Días de autonomía = Cantidad de días deseados de funcionamiento con energía almacenada.
- $\eta_{\text{batería}}$ = Eficiencia de la batería.
- $\%DOD$ = Profundidad de descarga.
- $\text{Voltaje de sistema}$ [V] = Es el voltaje de funcionamiento del controlador.

Fuente: (Altamirano, 2020)

Después de encontrar la capacidad necesaria del banco de baterías se procede a calcular cuantas deben estar conectadas en paralelo y en serie. Referirse a Ecuación 13 y 14.

Ecuación 13 Baterías en paralelo

$$\text{Baterías en paralelo} = \frac{\text{Capacidad de banco [Ah]}}{\text{Capacidad de batería [Ah]}}$$

Donde:

- $\text{Capacidad del banco}$ [Ah] = La capacidad del banco de baterías.

- *Capacidad de batería* [Ah] = La capacidad unitaria de la batería.

Fuente: (Altamirano, 2020)

Ecuación 14 Baterías en serie

$$Baterías\ en\ serie = \frac{Voltaje\ del\ sistema\ [V]}{Voltaje\ de\ batería\ [V]}$$

Donde:

- *Voltaje del sistema* [V] = Es el voltaje de funcionamiento del controlador.
- *Voltaje de batería* [V] = Voltaje unitario de la batería.

Fuente: (Altamirano, 2020)

4.5.2 ESTUDIO ECONÓMICO

Una vez obtenidos los datos de generación simulados se puede seguir al estudio económico. Se colocan unos parámetros de entrada (referirse a Tabla 4) en Excel para poder hacer cálculos financieros.

A. *Parámetros de entrada*

Tabla 4 Parámetros de entrada de análisis económico

Capacidad Nominal DC	[kWp]
Rendimiento específico	[kWh/kWp]
Degradación anual de los módulos FV	[%]
Costo específico de capital	[\$/kWp]
Inversión total	[\$]
Tarifa eléctrica nacional primer año	[\$/kWh]
Precio de Potencia	[\$/kW]
Incremento de tarifa anual	[%]
Excedentes	[%]
Operación y mantenimiento	[\$/kWp]
Costo de combustible	[\$/L]
Seguros anuales	[%]:
Tasa de inflación anual	[%]
Tasa de descuento para VAN	[%]
Porcentaje de inversión fondos propios	[%]
Inversión fondos propios	[\$]
Porcentaje de inversión préstamo	[%]
Total préstamo	[\$]
Tasa de interés anual	[%]
Plazo de préstamo	[años]
Número de pagos anuales durante el año	[-]
Número total de pagos [-]:	[-]
Tasa de interés por periodo de pago [%]:	[%]
Pago de préstamo cada periodo de pago	[\$]
Impuestos	[%]

Fuente: Elaboración propia

El resultado del estudio económico son los Parámetros de salida mostrados en la Tabla 5. Con estos datos se puede determinar la viabilidad económica del proyecto.

B. Parámetros de salida

Tabla 5 Parámetros de salida de análisis económico

VAN	[\$]
TIR	[%]
LCOE	[\$/kWh]
Periodo de retorno	[Años]

Fuente: Elaboración propia

4.6 CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES

Tabla 6 Cronograma de Actividades

Actividad para la elaboración del proyecto de investigación	Semanas									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Introducción										
Definir tema de investigación										
Planteamiento del problema										
Marco Teórico										
Metodología										
Simulaciones en PVsyst										
Evaluación financiera										
Resultados y Análisis										
Conclusiones										
Recomendaciones										
Artículo Científico										

Fuente: Elaboración propia

V. RESULTADOS Y ANÁLISIS

En este capítulo se presentarán los resultados de la metodología de investigación. Se mostrarán los cálculos técnicos para el dimensionamiento del sistema híbrido y los resultados de la simulación de generación. También, se mostrarán los resultados del análisis económico.

5.1 DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA

5.1.1 DATOS METEOROLÓGICOS

Los datos de ubicación fueron ingresados en PVsyst para obtener los datos de irradiación y temperatura. Se utilizó la base de datos de Meteonorm. Las coordenadas ingresadas fueron 15.6075 °N, -87.9390°E. En la Tabla 7 se muestran los valores de Radiación global y Temperatura ambiente.

Tabla 7 Datos Meteorológicos

Mes	GlobHor [kWh/m ² /mes]	T_Amb [°C]
Enero	120.60	24.0
Febrero	127.00	25.3
Marzo	162.40	26.5
Abril	183.60	28.4
Mayo	179.00	29
Junio	164.90	28.70
Julio	181.70	28.1
Agosto	179.30	28.30
Septiembre	162.80	28.3
Octubre	147.20	27.1
Noviembre	108.90	25.2
Diciembre	111.60	24.5
Año	1,829.00	27.0

Fuente: (Meteonorm, 2021)

5.1.2 DEMANDA ELÉCTRICA DE PLANTA

El promedio de consumo mensual de energía eléctrica, obtenido de las facturas eléctricas de la planta, es de 129,167 kWh. Esto corresponde a un consumo diario promedio de 4,305 kWh. En cambio, el consumo diario calculado mediante al perfil de carga realizado con datos del personal de la planta es de 4,665 kWh.

Para el dimensionamiento del sistema se usará la demanda de energía eléctrica calculada. Se optó por usar el dato calculado de 4,665 kWh ya que es el mayor de los datos de demanda obtenidos y de esta manera el proyecto tendrá una mayor confiabilidad al estar diseñado para suplir una demanda energética mayor a la promediada.

Una vez obtenida la demanda de energía eléctrica de la planta se empieza a dimensionar el sistema híbrido.

5.1.3 CÁLCULOS TÉCNICOS

Para poder realizar los cálculos técnicos se tiene que definir primero el modelo de los módulos fotovoltaicos, inversores y baterías a usarse en el proyecto. En las Tablas 8,9 y 10 se listará el equipo a usar al igual que sus datos de fábrica.

A. Datos de módulo fotovoltaico

Tabla 8 Datos de módulo fotovoltaico

Longi Solar LR4-72HPH-450M	
Potencia nominal	450 W
Voltaje de circuito abierto (V_{OC})	49.79 V
Coefficiente de temperatura del V_{OC} (TC_{VOC})	-0.35% / °C
Voltaje de máxima potencia (V_{mp})	41.5 V
Coefficiente de temperatura de potencia máxima (TC_{pmax})	-0.27% / °C
Corriente de cortocircuito (I_{sc})	11.6 A
Corriente de máxima potencia (I_{mp})	10.85 A

Fuente: Elaboración propia con datos de ficha técnica de Longi Solar

B. Datos de Inversor

Tabla 9 Datos de Inversor

Zigor ZGE Solar HITC	
Potencia nominal	100 kW
Tensión máxima de entrada	700 V
Tensión de arranque	350 V
Corriente de cortocircuito máxima	275 A
Corriente de entrada máxima por MPPT	250 A

Fuente: Elaboración propia con datos de ficha técnica de Zigor

C. Datos de Batería

Tabla 10 Datos de Batería

Kokam KBM216-14S	
Capacidad de batería	45 Ah
Voltaje de batería	51.8 V
Eficiencia	94%
DOD	80%

Fuente: Elaboración propia con datos de ficha técnica de Kokam

Con los datos de demanda y radiación global en el área se calcula el número de módulos necesarios para suplir la demanda energética de la planta. Se multiplica la demanda diaria por los 30 días del mes y los 12 meses del año para encontrar la energía demandada anual.

Número de módulos

$$\text{Número de módulos } FV = \frac{(4,665 \times 30 \times 12) [kWh] \times 1 \left[\frac{kW}{m^2}\right]}{1,829 \left[\frac{kWh}{m^2}\right] \times 0.45 [kW] \times 0.75 [-]}$$

Entonces:

$$\text{Número de módulos } FV = 2,720$$

Potencia nominal en DC

La potencia nominal en DC se calcula multiplicando el número de módulos por su potencia nominal.

$$\text{Potencia DC [kWp]} = 2,720 [-] \times 0.45 [kW]$$

Entonces:

$$\text{Potencia DC [kWp]} = 1,224 \text{ kWp}$$

Potencia en AC

La potencia nominal en AC se calcula multiplicando el número de inversores por su potencia nominal.

$$\text{Potencia AC [kW]} = 10 [-] \times 100 [kW]$$

Entonces:

$$\text{Potencia AC [kW]} = 1,000 \text{ kW}$$

Relación DC/AC

La relación DC/AC es la razón entre potencia DC y AC.

$$\text{Relación } \frac{DC}{AC} = \frac{1,224 [kWp]}{1,000 [kW]}$$

Entonces:

$$\text{Relación } \frac{DC}{AC} = 1.22$$

Rango de módulos en serie

- Número mínimo de módulos en serie

$$V_{\min} \text{ modFV} = 41.5 + (27 + 32 - 25) \times -0.35 \times \frac{41.5}{100}$$

$$V_{\min} \text{ modFV} = 36.56 \text{ V}$$

$$\text{Número mínimo de módulos} = \frac{350 \text{ [V]}}{36.56 \text{ [V]} \times (1 - 0.055)}$$

$$\text{Número mínimo de módulos} = 10.13$$

El número mínimo de módulos en series será 11.

- Número máximo de módulos en serie

$$V_{\max} \text{ modFV} = 49.3 + (21.3 - 25) \times -0.27 \times \frac{49.3}{100}$$

$$V_{\max} \text{ modFV} = 49.79$$

$$\text{Número máximo de módulos} = \frac{700 \text{ [V]}}{49.79 \text{ [V]}}$$

$$\text{Número máximo de módulos} = 14.05$$

El número máximo de módulos en serie será 14

Rango de cadenas en paralelo

Para el cálculo de cadenas en paralelos se utiliza el valor menor de las dos fórmulas.

$$\text{Cadenas en paralelo} = \frac{\text{Corriente máxima de cortocircuito del inversor}}{\text{Corriente de cortocircuito del módulo FV}}$$

$$\text{Cadenas en paralelo} = \frac{275}{11.6}$$

$$\text{Cadenas en paralelo} = \frac{\text{Corriente continua máxima de entrada del inversor}}{\text{Corriente de máxima potencia del módulo FV}}$$

$$Cadenas\ en\ paralelo = \frac{250}{10.85}$$

$$Cadenas\ en\ paralelo = (23, 23)$$

El número de cadenas en paralelo por inversor es 23.

Capacidad de banco de baterías

Se consideró una autonomía de medio día para el banco de baterías. Ya que las horas de operación de la planta coinciden con las horas solares y en cualquier eventualidad se puede depender del generador diésel.

$$Capacidad\ de\ banco\ [Ah] = \frac{4,665 \times 1,000 \left[\frac{Wh}{día} \right] \times 0.5}{0.94 \times 0.8 \times 881 [V]}$$

Entonces:

$$Capacidad\ de\ banco = 3,520\ Ah$$

Baterías en paralelo

Para el cálculo de baterías en paralelo se toma la capacidad necesaria del banco y se divide por la capacidad unitaria de la batería.

$$Baterías\ en\ paralelo = \frac{3,520 [Ah]}{45 [Ah]}$$

Entonces:

$$Baterías\ en\ paralelo = 78$$

Baterías en serie

Para el cálculo de baterías en serie se toma el voltaje del controlador y se divide entre el voltaje nominal de la batería.

$$Baterías\ en\ serie = \frac{881 [V]}{51.8 [V]}$$

Entonces:

$$Baterías\ en\ serie = 17$$

5.1.4 RESUMEN DE SISTEMA

El sistema tendrá una potencia de 1,224 kWp. Estará conformado por 2,720 módulos fotovoltaicos, 10 inversores de 100 kW, un banco de baterías de 1,326 unidades y un generador diésel de 500 kW.

- Inversor 1-8 = 20 cadenas en paralelo de 14 módulos en serie
- Inversor 9-10 = 20 cadenas en paralelo de 12 módulos en serie
- Banco de baterías = 78 cadenas en paralelo de 17 baterías en serie

5.2 RESULTADOS DE SIMULACIÓN

Ya con el sistema híbrido dimensionado se procede a realizar la simulación en PVsyst. Se definió el sistema como independiente con baterías y un generador de respaldo. Luego, se detallaron los tres parámetros principales de la simulación:

- Orientación
El arreglo solar tendrá un azimut de 25° y estará instalado en el techo de la planta. En el Anexo 5 se muestra el plano de la instalación.
- Necesidades del usuario
Se ingresan los datos de demanda de la planta. En la Ilustración 33 se muestra el perfil de carga generado en PVsyst.

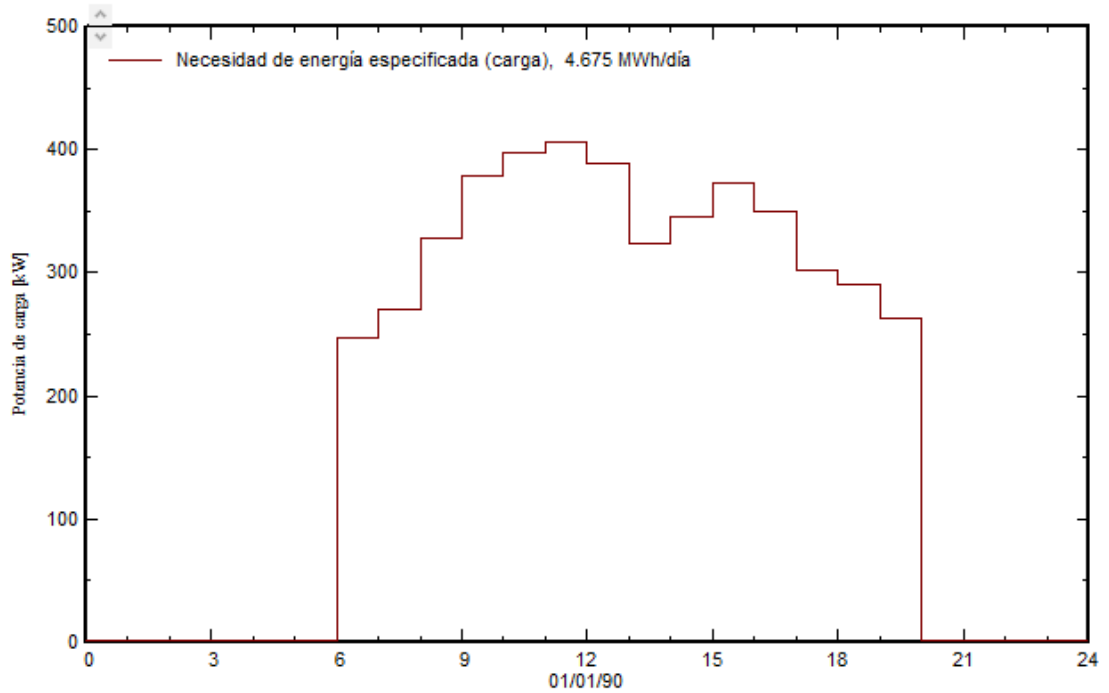


Ilustración 33 Necesidades de usuario PVsyst

Fuente: Elaboración propia

- Sistema

Se ingresan las especificaciones calculadas del sistema híbrido para realizar la simulación.

En la Tabla 11 se presentan los resultados obtenidos de la simulación en PVsyst.

Tabla 11 Resultados de simulación en PVsyst

Energía disponible	1,869 MWh/año
Energía usada	1,706 MWh/año
Exceso	294 MWh/año
Energía de respaldo del generador	174 MWh/año
Consumo de combustible	25,100 L/año
Producción específica	1,527 kWh/kWp
PR	67.49%

Fuente: Elaboración propia

En la Ilustración 34 se muestra una gráfica de la demanda diaria promedio de energía eléctrica de la planta y la curva de generación del sistema. Se puede observar cómo al transcurso del día las diferentes tecnologías del sistema híbrido se complementan para poder suplir esta demanda eléctrica.

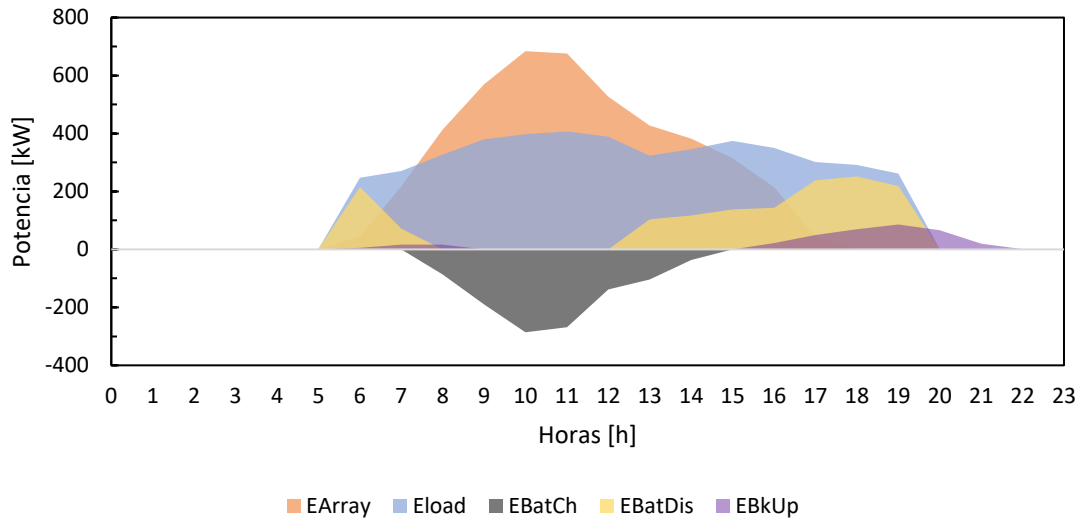


Ilustración 34 Curva de generación de los componentes del sistema híbrido y Demanda eléctrica de planta

Fuente: Elaboración propia

Donde:

- EArray [kW] = Potencia a la salida del arreglo Solar FV
- ELoad [kW] = Demanda energética de la planta
- EBatCh [kW] = Potencia de carga de la batería
- EBatDis [kW] = Potencia de descarga de la batería
- EBKUp [kW] = Potencia del generador de respaldo

5.3 ANÁLISIS ECONÓMICO

Para empezar con el análisis económico se consiguieron los precios de las distintas partes que componen el sistema híbrido para realizar el presupuesto del proyecto.

Tabla 12 Presupuesto de Proyecto

Descripción del equipo	Unidad/Global	Cantidad	Precio Unitario [\$]	Precio Total [\$]
Módulo FV Longi Solar Modelo (LR4-72HPH-450M)	Unidad	2,720	170.16	462,835.20
Inversor Zigor Modelo (ZGR Solar HITC)	Unidad	10	15,000.00	65,706.10
Batería Kokam Modelo (KBM216-14S)	Unidad	1,326	660.00	875,160.00
Costos de instalación y mantenimiento de baterías	Global	2,474 kWh	146.32	362,000
Mano de Obra [\$/kWp]	Global	1,224 kWp	100	122,400.00
Cableado [\$/m]	Global	3,200 m	1	3,200.00
Estructura de montaje [\$/kWp]	Global	1,224 kWp	10	12,240.00
			Total [\$]	2,029,835.20
			Costo específico [\$/kWp]	1,658.36

Fuente: Elaboración propia

Es importante mencionar que a lo largo de la vida útil del proyecto se tendrán que reemplazar partes para asegurar el mejor funcionamiento del sistema. En la Tabla 13 se muestra la vida útil de las distintas partes del sistema híbrido.

Una vez determinada la inversión inicial se procede a realizar el estudio económico con los datos de generación obtenidos en la simulación y los parámetros de entrada listados en la Tabla 14.

Tabla 13 Vida útil de partes del sistema

Módulo Fotovoltaico	25 años
Batería	10 años
Inversor	12 años

Fuente: Elaboración propia

Tabla 14 Parámetros de entrada para análisis económico

Capacidad Nominal DC [kWp]:	1,224
Rendimiento específico [kWh/kWp]:	1,527
Degradación anual de los módulos FV [%]:	0.55%
Costo específico de capital [\$/kWp]:	1,658.36
Inversión total [\$]:	2,029,835.20
Tarifa eléctrica nacional primer año [\$/kWh]:	0.13
Precio de Potencia según tarifa eléctrica[\$/kW]	12.75
Incremento de tarifa anual [%]:	3.00%
Excedentes [%]:	8.72%
Operación y mantenimiento [\$/kWp]:	15
Costo de combustible [\$/L]	0.91
Seguros anuales [%]:	0.90%
Tasa de inflación anual [%]:	2.5%
Tasa de descuento para VAN [%]:	8.00%
Porcentaje de inversión fondos propios [%]:	30%
Inversión fondos propios [\$]:	608,950.56
Porcentaje de inversión préstamo [%]:	70%
Total préstamo [\$]:	1,420,884.64
Tasa de interés anual [%]:	10%
Plazo de préstamo [años]:	10
Numero de pagos anuales durante el año [-]:	4
Número total de pagos [-]:	40
Tasa de interés por periodo de pago [%]:	2.5%
Pago de préstamo cada periodo de pago [\$]:	56,602.69
Impuestos sobre la renta [%]:	25%

Fuente: Elaboración propia

Con los datos de entrada se puede realizar el estudio económico para encontrar el VAN, la TIR y el LCOE. Se tomó en cuenta un escenario sin financiamiento y otro con financiamiento. En la Tabla 15 se muestran los resultados obtenidos con el escenario sin financiamiento.

Tabla 15 Parámetros de salida (Escenario Sin financiamiento)

VAN	\$ 776,375.56
TIR	12.81 %
LCOE	0.124 \$/kWh
Periodo de retorno	8.07 Años

Fuente: Elaboración propia

Se obtuvo un VAN mayor a cero, una TIR mayor al 12% y un LCOE menor a la tarifa eléctrica de la planta. Asimismo, la inversión se recupera en un periodo de 8 años. En la Ilustración 35 se muestra una gráfica con el flujo de efectivo acumulado del proyecto.

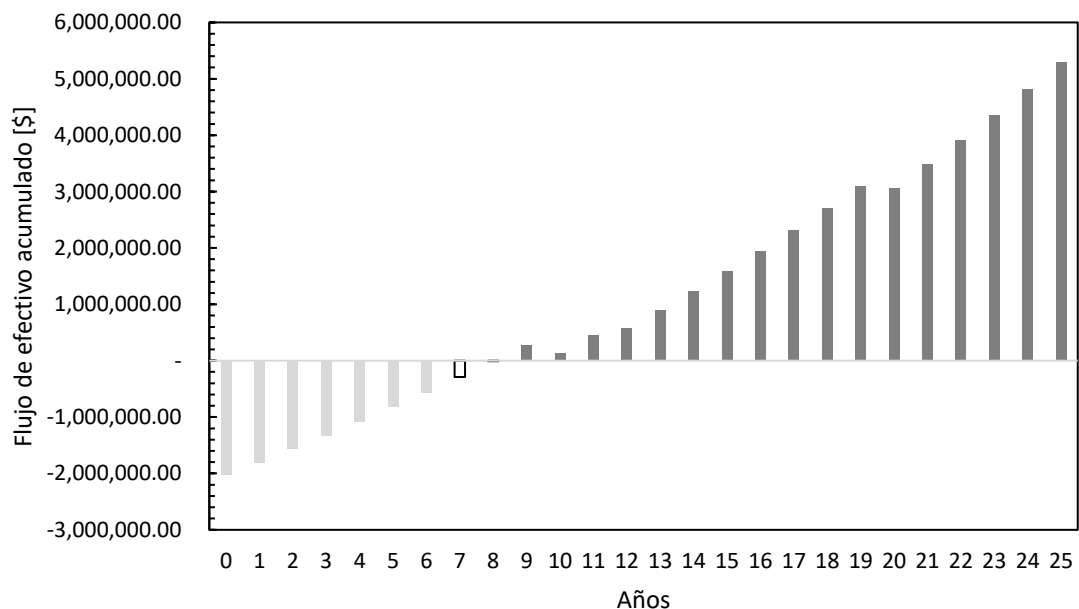


Ilustración 35 Flujo de efectivo acumulado (Escenario Sin financiamiento)

Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 16 se muestran los resultados obtenidos con el escenario con financiamiento.

Tabla 16 Parámetros de salida (Escenario Con financiamiento)

VAN	\$ 470,473.76
TIR	12.26 %
LCOE	0.129 \$/kW
Periodo de retorno	12.51 Años

Fuente: Elaboración propia

Se obtuvo un VAN mayor a cero, una TIR mayor al 12% y un LCOE menor a la tarifa eléctrica de la planta. Asimismo, la inversión se recupera en un periodo de 12 años. En la Ilustración 36 se muestra una gráfica con el flujo de efectivo acumulado del proyecto.

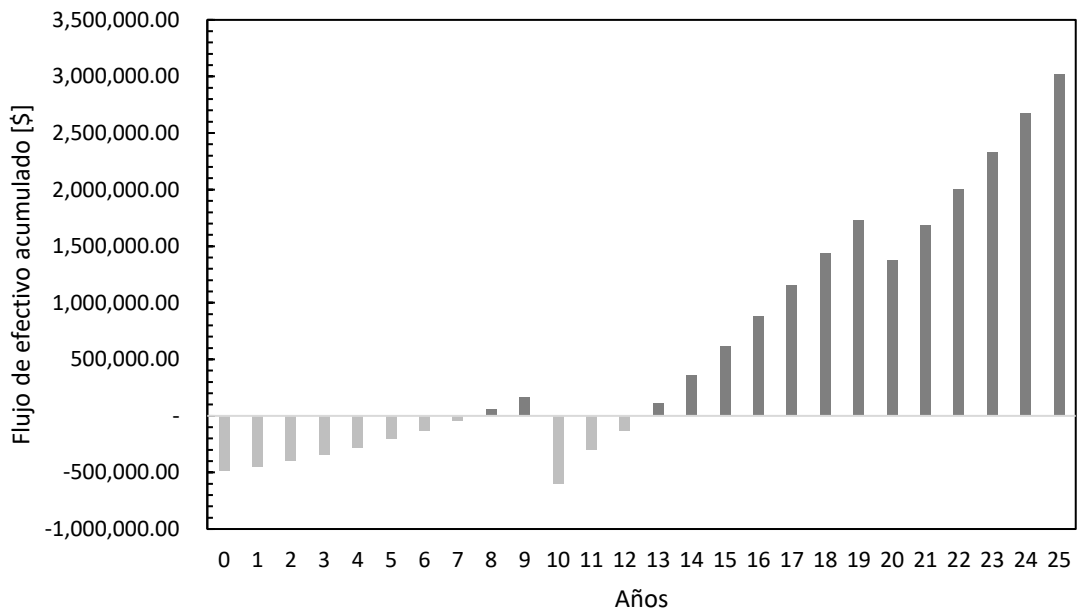


Ilustración 36 Flujo de efectivo acumulado (Escenario Con financiamiento)

Fuente: Elaboración propia

Asimismo, se buscó la tasa de interés necesaria para obtener un flujo de efectivo acumulado positivo por el cambio de baterías en el año 10. La tasa es de 1.5 % y en la Ilustración 37 se muestra el flujo de efectivo con estos parámetros.

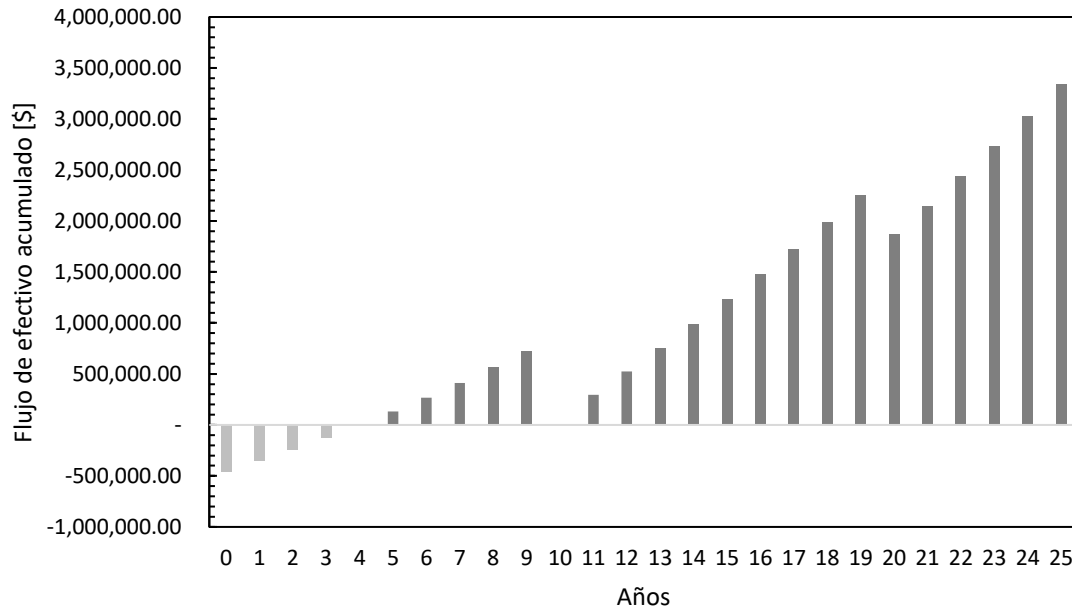


Ilustración 37 Flujo de efectivo acumulado (Escenario Con financiamiento y tasa de interés de 1.5 %)

VI. CONCLUSIONES

Esta investigación logró determinar la viabilidad tecno-económica de la instalación del sistema híbrido aislado del Sistema Interconectado Nacional (SIN) compuesto de tecnología solar fotovoltaica, almacenamiento de baterías y un generador diésel de respaldo en la planta del caso de estudio. Se dimensionó un sistema híbrido de acuerdo con las necesidades de energía eléctrica de la planta. Se calculó el número de módulos fotovoltaicos necesario para suplir la carga de la planta, la capacidad de almacenamiento para el rango de autonomía deseado y se determinó la habilidad de poder usar el generador de la planta en el sistema híbrido. Después se simuló en el programa PVsyst y con los resultados obtenidos se realizó un análisis financiero utilizando el presupuesto del proyecto y los parámetros de entrada. Finalizando, se logró llegar a las siguientes conclusiones:

- La planta productora de alimentos opera de 7:00 am – 7:00 pm con una carga eléctrica máxima de 410 kW. Se calculó una demanda de energía eléctrica diaria promedio de 4,665 kWh.
- Para suplir la demanda energética total de la planta se dimensionó un sistema solar fotovoltaico de 1,224 kWp compuesto de 2,720 módulos fotovoltaicos de 450 W.
- Se determinó que el generador diésel existente en la planta tiene la potencia nominal suficiente para abastecer la demanda de energía eléctrica total de la planta y pudo ser implementado en el sistema híbrido.
- El banco de baterías fue dimensionado para obtener medio día de autonomía resultando en 1,326 baterías de 45 Ah para una capacidad de almacenamiento de 2,474 kWh.
- El cálculo de los parámetros financieros determinó la viabilidad económica del proyecto. Se obtuvo un VAN de \$ 470,473.76, una TIR de 12.26 % y un LCOE de \$ 0.124/kWh.
- En el escenario con financiamiento el flujo de efectivo acumulado no es suficiente para realizar la compra de baterías en el año 10 con los ahorros del proyecto.
- El banco de baterías conforma el 50 % de la inversión inicial del proyecto.

Una de las limitaciones del proyecto es no poder haber realizado una auditoría energética extensa para obtener datos de demanda de energía eléctrica más precisos por no haber tenido acceso al equipo necesario. Asimismo, se asumió que la demanda de energía eléctrica de la planta iba a ser constante a lo largo de la vida útil del proyecto.

A pesar de las limitaciones se espera que la investigación sea de uso para determinar la factibilidad tecno-económica del sistema híbrido para la planta del caso de estudio. También, se espera que sea de utilidad para otras fábricas del sector comercial e industrial que deseen independizarse de la red eléctrica o que estén localizadas en zonas remotas no cubiertas por el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

VII. RECOMENDACIONES

- Como el generador diésel existente en la planta será utilizado en el sistema se recomienda aplicar un buen plan de mantenimiento para que éste trabaje en condiciones óptimas.
- Se recomienda tomar en cuenta el primer reemplazo de baterías de \$ 875,000 en la inversión inicial Ya que en el escenario con financiamiento el flujo de efectivo acumulado no es suficiente para realizar la compra con los ahorros del proyecto.

VIII. TRABAJO FUTURO

Como trabajo futuro se podría evaluar la factibilidad de otras tecnologías de almacenamiento. El almacenamiento por bombeo de agua podría ser una manera viable de almacenar energía para la planta. Asimismo, los avances en baterías de estado sólido hacen investigar su viabilidad en un proyecto un prospecto interesante.

BIBLIOGRAFÍA

Altamirano, A. E. (s/f). COMPARACIÓN DE VIABILIDAD DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO AISLADO DE LA RED ELÉCTRICA VERSUS UNA EXTENSIÓN DE LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA PRIMARIA PARA UNA RESIDENCIA DE CONSUMO ALTO EN MACUELIZO, SANTA BÁRBARA. 138.

Bancos de baterías para Sistemas Fotovoltaicos. (2021, marzo 12). KeeUI Solar. <https://keeui.com/2021/03/12/bancos-de-baterias-para-sistemas-fotovoltaicos/>

Bayolo, M. (s/f). Bases de la investigación educativa y sistematización de la práctica pedagógica.

Contreras, R. (s/f). Análisis de las tarifas del sector eléctrico: Los efectos del COVID-19 y la integración energética en los casos de la Argentina, Chile, el Ecuador, México y el Uruguay. 50.

Diagrama de un sistema fotovoltaico. (2020, mayo 29). HelioEsfera. <https://www.helioesfera.com/diagrama-sistema-fotovoltaico/>

Diferencia entre paneles solares monocristalinos y policristalinos. (2019, septiembre 20). EcoInventos. <https://ecoinventos.com/diferencia-paneles-solares-monocristalinos-policristalinos/>

Fuentes, C. (s/f). Honduras están entre los países con mejor potencial en energía solar | REVE Actualidad del sector eólico en España y en el mundo. Recuperado el 30 de julio de 2021, de <https://www.evwind.com/2010/12/20/honduras-estan-entre-los-paises-con-mejor-potencial-en-energia-solar/>

García, J. M. H. (s/f). Instalación híbrida fotovoltaica-grupo electrógeno, para el suministro eléctrico de riego agrícola. 74.

García, K., & Villanueva, R. (s/f). PREFACTIBILIDAD DE UN SISTEMA DE BOMBEO Y GENERACIÓN ELÉCTRICA USANDO ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA Y ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA POR BOMBEO EN TERRENOS ESCARPADOS. 120.

Girma, Z. (s/f). Technical and Economic Assessment of solar PV/diesel Hybrid Power System for Rural School Electrification in Ethiopia. 3, 11.

Hernández Sampieri, R., Fernández Collado, C., Baptista Lucio, P., Méndez Valencia, S., & Mendoza Torres, C. P. (2014). Metodología de la investigación. McGraw-Hill Education.

Historial de Tarifas. (s/f). CREE. Recuperado el 5 de agosto de 2021, de <https://www.cree.gob.hn/historial-de-tarifas/>

IMPLEMENTACIÓN Y EVALUACIÓN DE UN SISTEMA HÍBRIDO (SOLAR-DIÉSEL).pdf. (s/f).

intro—Meteonorm (de). (s/f). Meteonorm (en). Recuperado el 7 de agosto de 2021, de <https://meteonorm.com/en/>

IRENA_RE_Capacity_Statistics_2021.pdf. (s/f). Recuperado el 5 de agosto de 2021, de https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Apr/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2021.pdf

Irradiación solar—ECyT-ar. (s/f). Recuperado el 30 de julio de 2021, de https://cyt-ar.com.ar/cyt-ar/index.php/Irradiaci%C3%B3n_solar#Irradiancia_espectral

Jordán, A. G. (s/f). ANÁLISIS DE ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO EN UN SISTEMA AISLADO. 118.

LeClair, P. (s/f). PH253 Lecture 9: Photons—Photoelectric effect, Compton scattering. Compton Scattering, 36.

Mete, M. R. (2014). VALOR ACTUAL NETO Y TASA DE RETORNO: SU UTILIDAD COMO HERRAMIENTAS PARA EL ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE INVERSIÓN. Fides et Ratio - Revista de Difusión cultural y científica de la Universidad La Salle en Bolivia, 7(7), 67–85.

Munguía, A. (s/f). VIABILIDAD DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO AISLADO CON DIFERENTES TECNOLOGÍAS DE RESPALDO PARA COMUNIDAD SIN ENERGÍA ELÉCTRICA EN SAN JOSÉ, LA PAZ, HONDURAS. 116.

Nahian, A. T., Himel, T. F., Hasan, M., Rahman, N., & Hossain, C. A. (2019). DESIGN OF A POWER SYSTEM (SOLAR-DIESEL GENERATOR) FOR A GARMENT INDUSTRY AND LOAD OPTIMIZATION. 4(8), 8.

Paneles Solares Policristalinos | AutoSolar. (s/f). Recuperado el 30 de julio de 2021, de <https://autosolar.es/paneles-solares/paneles-solares-policristalinos>

Planas, O. (s/f). ¿Qué es la irradiancia solar? Irradiación solar. Recuperado el 5 de agosto de 2021, de <https://solar-energia.net/que-es-energia-solar/radiacion-solar/irradiacion-solar>

¿Qué es el efecto fotovoltaico? Luz y electricidad. (s/f). Recuperado el 30 de julio de 2021, de <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/efecto-fotovoltaico>

¿Qué es un regulador de carga? Tipos, parámetros y función. (s/f). Recuperado el 30 de julio de 2021, de <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/elementos/instalaciones-autonomas/reguladores-carga>

Reyes Duke, A. M., & Osorio Hernández, E. S. (2018). Implementación de un sistema híbrido solar fotovoltaico—Diésel en la municipalidad de Puerto Lempira, Gracias a Dios, Honduras. *Innovare: Revista de ciencia y tecnología*, 7(2), 14–30. <https://doi.org/10.5377/innovare.v7i2.8080>

Reyes, L., Ferrufino, J., & Álvarez, H. (s/f). Situación de la Generación de la Energía Eléctrica a través de Energía Fotovoltaica en Honduras Julio 2015—Marzo 2018 Situation of the Generation of Electricity Through Photovoltaic Energy in Honduras July 2015—March 2018. 10.

Rollet, C. (2020, junio 3). Los costes solares han caído un 82% desde 2010. *pv magazine Latin America*. <https://www.pv-magazine-latam.com/2020/06/03/los-costes-solares-han-caido-un-82-desde-2010/>

Sánchez, D. H. M., & Contreras, D. F. R. (s/f). PROPUESTA DE UNA METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DEL COSTO NIVELADO DE ENERGÍA (LCOE) EN PROYECTOS DE GENERACIÓN RENOVABLE, BASADO EN EL FLUJO DE CAJA FINANCIERO. 91.

Sandoval, J., Gómez, E., Martínez, J., & Álvarez, H. (2020). Crecimiento del uso de energía solar fotovoltaica en Tegucigalpa, Honduras. Análisis de 2012 al 2019. *Revista de la Escuela de Física*, 8(2), 109–116. <https://doi.org/10.5377/ref.v8i2.10855>

Solar_Resumen.pdf. (s/f). Recuperado el 30 de julio de 2021, de <https://fjarabo.webs.ull.es/VirtualDoc/Curso%202013->

2014/Energ%C3%ADas%20renovables%20(Tecnolog%C3%ADa%20Energ%C3%A9tica)/2_Solar/Solar_Resumen.pdf

Tasa interna de retorno (TIR)—Definición y ejemplos | Economipedia. (s/f). Recuperado el 30 de julio de 2021, de <https://economipedia.com/definiciones/tasa-interna-de-retorno-tir.html>

(S/f). Recuperado el 1 de septiembre de 2021, de <https://observatorio.osinergmin.gob.pe/tarifas-electricas-industriales-comerciales-latinoamerica>

ANEXOS

Anexo 1 Simulación PVsyst



PVsyst V7.2.0

VC0, Fecha de simulación:
20/08/21 11:51
con v7.2.0

Proyecto: Planta productora de alimentos

Variante: New simulation variant

Resumen del proyecto

Sitio geográfico Choloma, Cortés Honduras	Situación Latitud 15.61 °N Longitud -87.94 °W Altitud 25 m Zona horaria UTC-6	Configuración del proyecto Albedo 0.20
Datos meteo Choloma, Cortés Meteonorm 8.0 (2000-2009), Sat=100% - Synthetic		

Resumen del sistema

Sistema independiente Orientación campo FV Plano fijo Inclinación/Azimut 15 / 25 °	Independiente con generador de respaldo Necesidades del usuario Perfil diario Constante durante el año Promedio 4675 kWh/Día	Paquete de baterías Tecnología Lithium-ion, NMC Núm. de unidades 1326 unidades Voltaje 881 V Capacidad 3510 Ah
Información del sistema Conjunto FV Núm. de módulos 2720 unidades Pnom total 1224 kWp		

Resumen de resultados

Energía disponible 1869 MWh/año	Producción específica 1527 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR 67.49 %
Energía usada 1706 MWh/año		Fracción solar (SF) 89.80 %

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del conjunto FV, Pérdidas del sistema.	3
Necesidades detalladas del usuario	5
Resultados principales	6
Diagrama de pérdida	7
Gráficos especiales	8



Proyecto: Planta productora de alimentos

Variante: New simulation variant

PVsyst V7.2.0

VC0, Fecha de simulación:
20/08/21 11:51
con v7.2.0

Parámetros generales

Sistema independiente		Independiente con generador de respaldo											
Orientación campo FV		Configuración de cobertizos						Modelos usados					
Orientación		Sin escena 3D definida						Transposición Perez					
Plano fijo								Difuso Perez, Meteonorm					
Inclinación/Azimut 15 / 25 °								Circunsolar separado					
Necesidades del usuario													
Perfil diario													
Constante durante el año													
Promedio		4675 kWh/Día											
Carga por hora	0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	
	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	247.4	270.4	327.5	379.6	397.7	406.7	kW
	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	
	388.6	323.5	345.6	373.6	349.6	301.5	290.5	262.4	1.0	1.0	1.0	1.0	kW

Características del conjunto FV

Módulo FV		Batería	
Fabricante	Longi Solar	Fabricante	Kokam
Modelo	LR4-72 HPH 450 M G2	Modelo	KBM216_14S 45Ah
(Base de datos PVsyst original)		Tecnología	Lithium-ion, NMC
Unidad Nom. Potencia	450 Wp	Núm. de unidades	78 en paralelo x 17 en series
Número de módulos FV	2720 unidades	Descarga mín. SOC	10.0 %
Nominal (STC)	1224 kWp	Energía almacenada	2754.6 kWh
Módulos	136 Cadenas x 20 En series	Características del paquete de baterías	
En cond. de funcionam. (50°C)		Voltaje	881 V
Pmpp	1119 kWp	Capacidad nominal	3510 Ah (C10)
U mpp	743 V	Temperatura	Fijo 20 °C
I mpp	1506 A	Control de gestión de la batería	
Controlador		Comandos de umbral como	Cálculo SOC
Controlador universal		Cargando	SOC = 0.96 / 0.80
Tecnología	Convertidor MPPT	Descarga	SOC = 0.10 / 0.35
Coef. temp.	-5.0 mV/°C/Elem.	Comando de grupo electrógeno de respaldo	SOC = 0.15/0.45
Convertidor			
Eficiencias máxi y EURO	97.0 / 95.0 %		
Grupo electrógeno de respaldo			
Fabricante	Back-up generator		
Modelo	3 kW		
Potencia nominal	500 kW		
Potencia FV total			
Nominal (STC)	1224 kWp		
Total	2720 módulos		
Área del módulo	5912 m²		
Área celular	5397 m²		



Proyecto: Planta productora de alimentos

Variante: New simulation variant

PVsyst V7.2.0

VC0, Fecha de simulación:
20/08/21 11:51
con v7.2.0

Pérdidas del conjunto

Factor de pérdida térmica

Temperatura módulo según irradiancia
Uc (const) 20.0 W/m²K
Uv (viento) 0.0 W/m²K/m/s

Pérdidas de cableado CC

Res. conjunto global 8.2 mΩ
Fracción de pérdida 1.5 % en STC

Pérdida diodos serie

Caída de voltaje 0.7 V
Fracción de pérdida 0.1 % en STC

Pérdida de calidad módulo

Fracción de pérdida -0.4 %

Pérdidas de desajuste de módulo

Fracción de pérdida 2.0 % en MPP

Pérdidas de desajuste de cadenas

Fracción de pérdida 0.1 %

Factor de pérdida IAM

Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario

0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.754	0.000



Proyecto: Planta productora de alimentos

Variante: New simulation variant

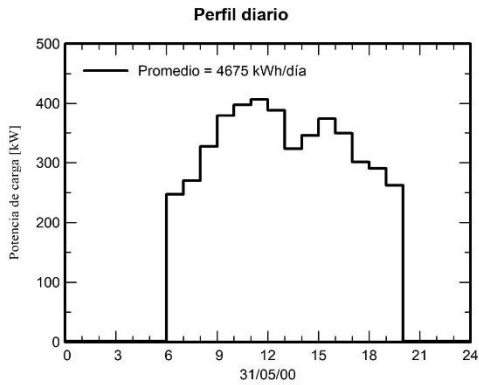
PVsyst V7.2.0

VC0, Fecha de simulación:
20/08/21 11:51
con v7.2.0

Necesidades detalladas del usuario

Perfil diario, Constante durante el año, promedio = 4675 kWh/día

Carga por hora	0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	
	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	247.4	270.4	327.5	379.6	397.7	406.7	kW
	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	kW
	388.6	323.5	345.6	373.6	349.6	301.5	290.5	262.4	1.0	1.0	1.0	1.0	kW





Proyecto: Planta productora de alimentos

Variante: New simulation variant

PVsyst V7.2.0

VC0, Fecha de simulación:
20/08/21 11:51
con v7.2.0

Resultados principales

Producción del sistema

Energía disponible 1869 MWh/año
Energía usada 1706 MWh/año
Exceso (sin usar) 294 MWh/año

Energía de respaldo del generador

Energía de respaldo 174 MWh/año
Consumo de combustible 25100 litro/año

Producción específica 1527 kWh/kWp/año

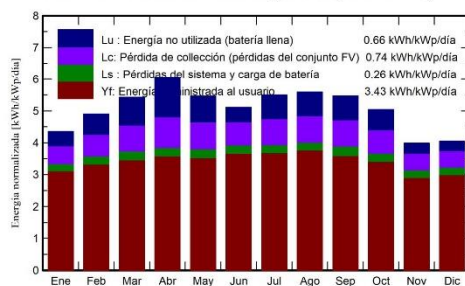
Proporción de rendimiento (PR) 67.49 %

Fracción solar (SF) 89.80 %

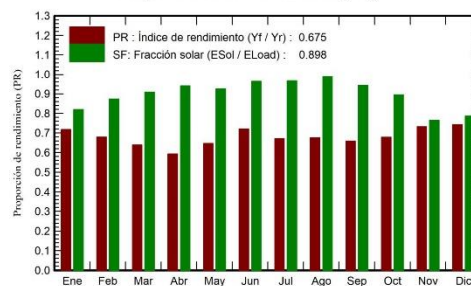
Envejecimiento de la batería (Estado de desgaste)

Ciclos SOW 91.1 %
SOW estático 90.0 %
Duración de vida de batería 10.0 años

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor	GlobEff	E_Avail	EUnused	E_User	E_Load	SolFrac
	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	MWh	MWh	proporción
Enero	120.6	132.4	138.5	16.84	145.0	144.9	0.819
Febrero	127.0	134.8	139.6	21.91	130.9	130.9	0.873
Marzo	162.4	165.3	168.9	32.90	144.9	144.9	0.908
Abril	183.6	178.2	181.1	45.64	140.2	140.2	0.941
Mayo	179.0	165.7	168.9	30.64	144.8	144.9	0.925
Junio	164.9	149.7	154.8	16.42	140.2	140.2	0.963
Julio	181.7	166.8	171.4	28.09	144.8	144.9	0.966
Agosto	179.3	169.8	174.3	28.08	144.8	144.9	0.990
Septiembre	162.8	160.9	164.4	27.48	140.1	140.2	0.943
Octubre	147.2	153.3	157.6	24.05	144.9	144.9	0.896
Noviembre	108.9	117.0	121.4	11.21	140.3	140.2	0.764
Diciembre	111.6	123.0	128.3	11.05	145.0	144.9	0.787
Año	1828.9	1816.9	1869.1	294.30	1705.8	1706.2	0.898

Legendas

GlobHor Irradiación horizontal global
 GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
 E_Avail Energía solar disponible
 EUnused Energía no utilizada (batería llena)
 E_User Energía suministrada al usuario
 E_Load Necesidad energética del usuario (Carga)
 SolFrac Fracción solar (EUtilizada / ECarga)



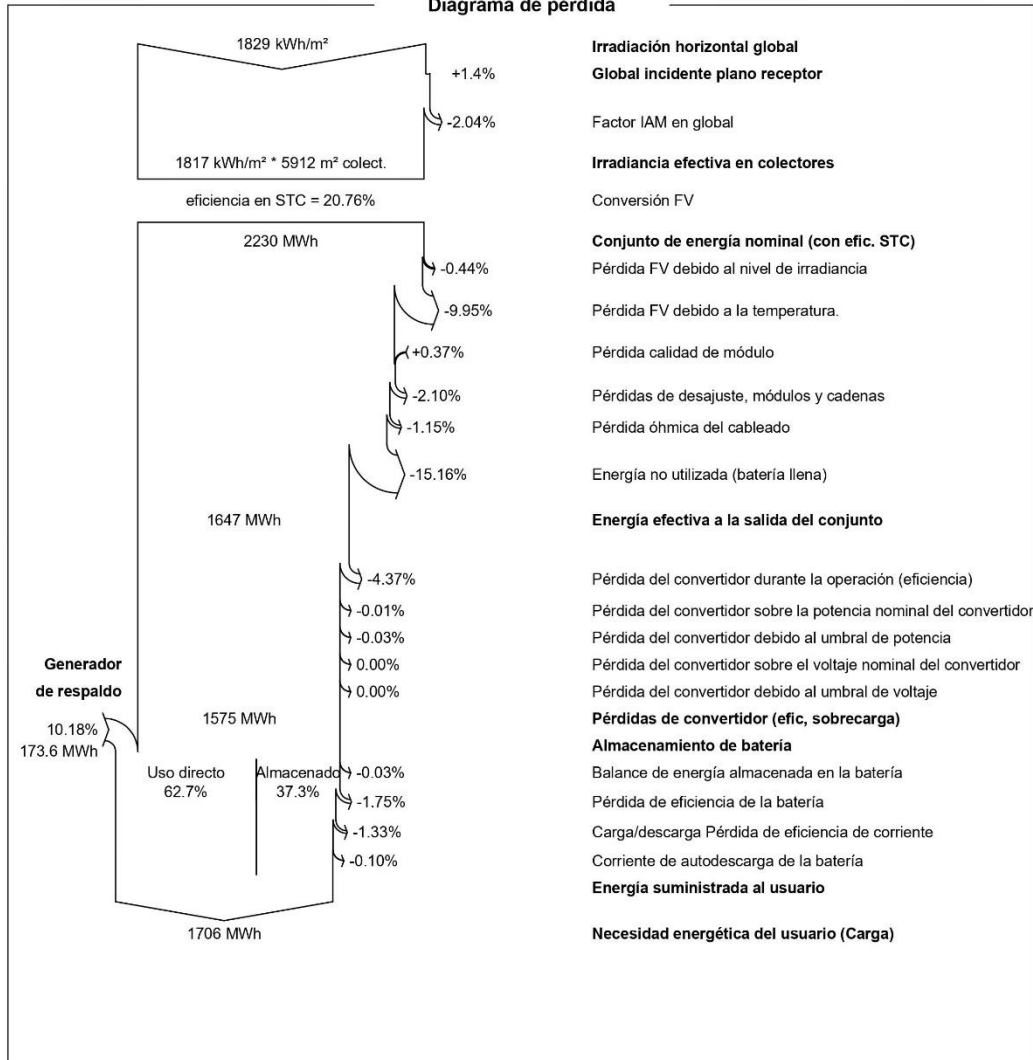
Proyecto: Planta productora de alimentos

Variante: New simulation variant

PVsyst V7.2.0

VC0, Fecha de simulación:
20/08/21 11:51
con v7.2.0

Diagrama de pérdida





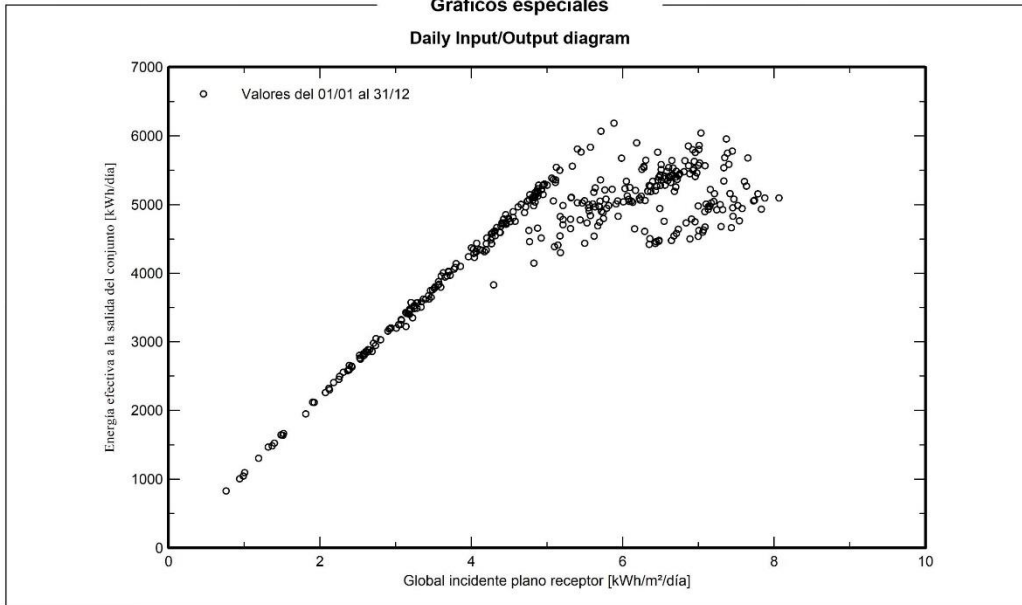
Proyecto: Planta productora de alimentos

Variante: New simulation variant

PVsyst V7.2.0
VC0, Fecha de simulación:
20/08/21 11:51
con v7.2.0

Gráficos especiales

Daily Input/Output diagram



Anexo 2 Ficha Técnica de módulo fotovoltaico

Hi-MO 4m

LR4-72HPH 430~460M

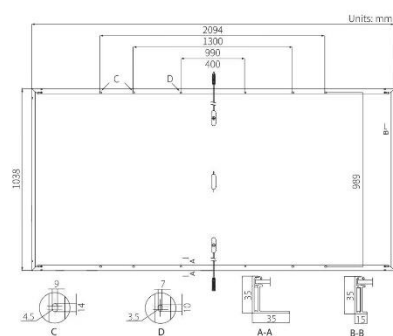
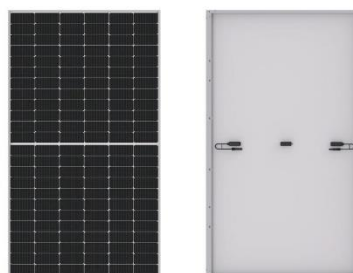
21.2% MAX MODULE EFFICIENCY	0~+5W POWER TOLERANCE	<2% FIRST YEAR POWER DEGRADATION	0.55% YEAR 2-25 POWER DEGRADATION	HALF-CELL Lower operating temperature
--	------------------------------------	--	--	---

Additional Value



Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm ² , +400, -200mm/±1400mm length can be customized
Glass	Single glass, 3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	23.3kg
Dimension	2094×1038×35mm
Packaging	30pcs per pallet / 150pcs per 20' GP / 660pcs per 40' HC



Electrical Characteristics

Module Type	STC : AM1.5 1000W/m ² 25°C				NOCT : AM1.5 800W/m ² 20°C 1m/s				Test Uncertainty for Pmax: ±3%				
	LR4-72HPH-430M	LR4-72HPH-435M	LR4-72HPH-440M	LR4-72HPH-445M	LR4-72HPH-450M	LR4-72HPH-455M	LR4-72HPH-460M	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	430	435	440	445	450	455	460	321.1	324.9	328.6	332.3	336.1	339.8
Open Circuit Voltage (Voc/V)	48.5	48.7	48.9	49.1	49.3	49.5	49.7	45.5	45.7	45.8	46.0	46.2	46.4
Short Circuit Current (Isc/A)	11.31	11.39	11.46	11.53	11.60	11.66	11.73	9.15	9.21	9.27	9.33	9.38	9.43
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	40.7	40.9	41.1	41.3	41.5	41.7	41.9	37.9	38.1	38.3	38.5	38.6	38.8
Current at Maximum Power (Imp/A)	10.57	10.64	10.71	10.78	10.85	10.92	10.98	8.47	8.53	8.59	8.64	8.70	8.75
Module Efficiency(%)	19.8	20.0	20.2	20.5	20.7	20.9	21.2						

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ +5 W
Voc and Isc Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	20A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Fire Rating	UL type 1 or 2

Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of Isc	+0.048%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.270%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.350%/°C

No.8369 Shangyuan Road, Xi'an Economic And
Technological Development Zone, Xi'an, Shaanxi, China.
Web: en.longi-solar.com

Specifications included in this datasheet
are subject to change without notice.
LONGI reserves the right of final
interpretation. (20210508V13)

Anexo 3 Ficha Técnica de inversor

TECHNICAL SPECIFICATIONS					
Model	ZGR HITC 30	ZGR HITC 50	ZGR HITC 100	ZGR HITC 100+	ZGR HITC 150
AC OUTPUT ELECTRICAL CHARACTERISTICS					
Nominal active power	30kW	50kW	100kW	100kW	150kW
Output nominal voltage	208 / 220 / 240 or 380 / 400 / 440 Vac (3F + N)				380 / 400 / 440 V
Frequency range	50 – 60Hz				
Maximum current per phase	83 A / 46 A	139 A / 76 A	278 / 152 A	278 A / 152 A	228 A
AC surge protection	Yes				
Short-circuit protection	Yes				
FV INPUT ELECTRICAL CHARACTERISTICS					
FV field recommended power	32 kWp	52 kWp	105 kWp	105 kWp	157 kWp
Maximum input current	76 A	125 A	250 A	250 A	375 A
Input numbers	1				
FV voltage range	350–700Vdc				
FV optimum generation voltage range	420–470Vdc				
DC open circuit maximum voltage	880Vdc ⁽¹⁾				
DC overvoltage protection	Yes				
Reverse – polarity connection protection	Yes				
GENERATOR SET INPUT ELECTRICAL CHARACTERISTICS					
Nominal power	≥ 70kVA	≥ 95kVA	≥ 180kVA	≥ 280kVA	≥ 340kVA
Input nominal voltage	208 / 220 / 240 or 380 / 400 / 440Vac (3P + N)				
Frequency range	50 / 60 ± 5Hz				
Maximum current per phase	139 A / 76 A	194 A / 106 A	389 A / 213 A	595 / 345 A	725 A / 420 A
Set start control	Dry contact (230 Vac / 4 A max.)				
Short-circuit protection	Yes				
BATTERY					
Nominal voltage	340Vdc				
Voltage range	300–420Vdc				
Charge maximum current	50 A	50 A	100 A	300 A	300 A
Discharge maximum current	105 A	173 A	350 A	350 A	510 A
Short-circuit protection	Yes				
Reverse – polarity connection protection	Yes				
Over-discharge protection	Yes				
Charge management	Yes				
OTHERS					
Efficiency	>96% transformer included. Between renewable resource and AC output				
Control panel	2 lines display, keyboard and 3 signalling LEDs				
Monitoring	Auto checking / Data and events log / Web interface				
Communications	Ethernet – Web Server, SNMP				
AC and DC isolators	Integrated into the system				
Isolation transformer	Integrated into the system				
Cooling	Forced ventilation				
Range ambient temperature	-10–50 °C				
Degree of environmental protection	IP21				
Operating altitude	< 1000 m without power loss				
Relative humidity	0 ~ 95% without condensation				
Dimensions (mm)	1950 x 1200 x 730		2150 x 1600 x 630	2150 x 2400 x 630	
Approx. Weight	850 kg	850 kg	1320 kg	1420 kg	1480 kg
STANDARDS					
Marks	CE				
General directives	2006/95/CEE-93/68/CEE, 2004/108/CEE				
Regulations	IEC 62909-1, IEC 62109-1, IEC 62109-2, IEC 61000-6-4, IEC 61000-6-2, UNE 217002, UNE 206007-1 IN				

(1) This voltage must not be exceeded in any case.
 * To customize the equipment consult ZIGOR.
 * These specifications may change without notice.

ZGR SOLAR HITC CENTRAL HYBRID THREE-PHASE INVERTERS

Zigor Corporación S.A. | Portal de Gamarra Nº 28 | Vitoria-Gasteiz, Álava - España 01013 | zigor@zigor.com | +34 945 214 600 | www.zigor.com

Anexo 4 Ficha Técnica de batería

More than 26 years of experience at your service

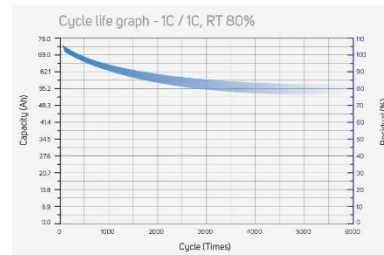
Customization for various applications

Specification

Item	Value	Remark	
Cell type	53 Ah	SLPB100216216H/120216216	
Energy	5.5 kWh	@ C/5 discharge 23± 3°C	
Weight (Approx.)	41.5 kg		
Minimum Voltage	42.0 V		
Nominal Voltage	51.8 V		
Maximum Voltage	58.8 V		
Max. Continuous Charge Current	106A (1C)	@ 23± 3°C	
Max. Continuous Discharge Current	106A (1C)	@ 23± 3°C	
Peak Discharge Current	318A (3C)	< 10sec, > SOC 50%	
Module Dimension	Width	9.64 inch (245 mm)	
	Height	10.96 inch (278.4 mm)	
	Depth	15.59 inch (395.9 mm)	
Available Operating Temperature	Charge	0 ~ 10 °C	< 0.3C
		10 ~ 30 °C	≤ 2.0C
		30 ~ 40 °C	< 1.0C
	Discharge	-10 ~ 55 °C	
Available Storage Condition	1 year	-20 ~ 25 °C	@ 60± 25% R.H. SOC 50± 5%
	3 months	25 ~ 40 °C	
	<1 week	40 ~ 55 °C	

Key Features

- Battery Management System is included in each module.
- Each module is equipped with a 14 channel voltage sensor and temperature sensor.
- Each module can be connected in serial and parallel to comprise a capacity of multi MWh scale.
- Optimum temperature for battery operation is achieved by incorporating additional spaces between individual cells for ventilation.



KBM216 Specification



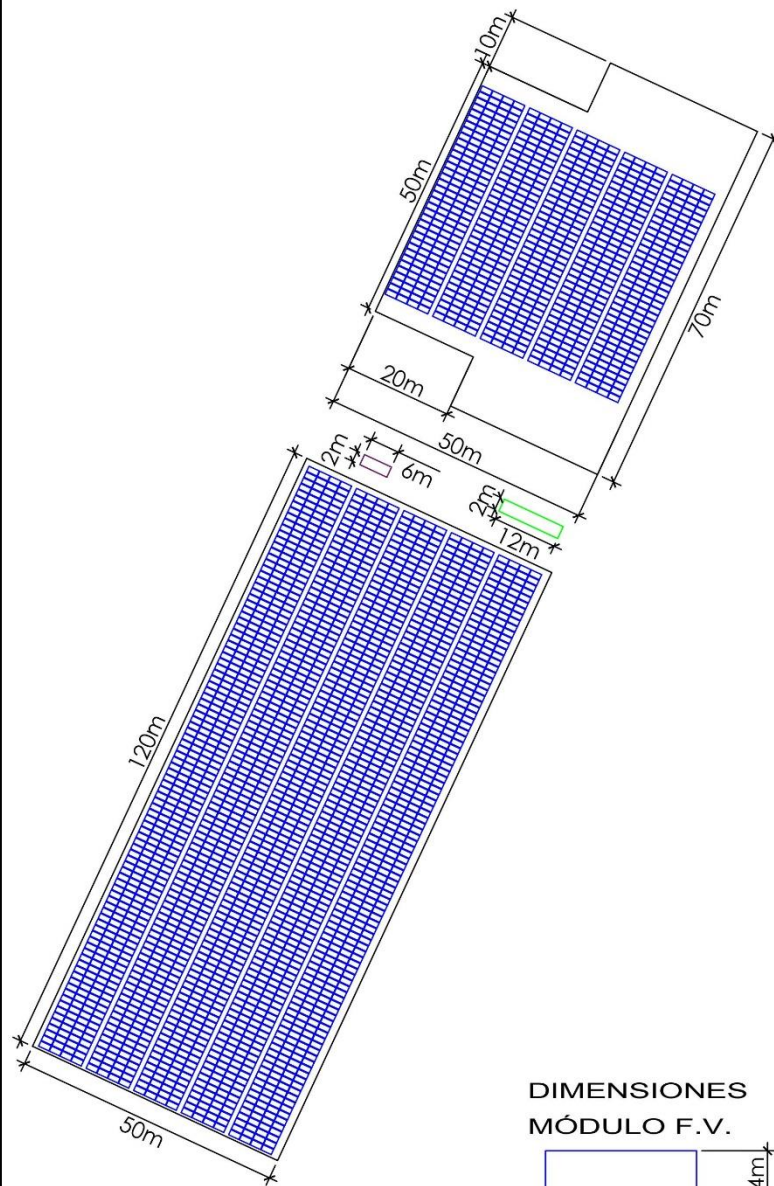
Cell Type / Capacity (Ah)	Connection Type	Energy (kWh)	Min. Voltage (V)	Nominal Voltage (V)	Max. Voltage (V)	Weight ^① (kg)	Dimension (WxDxH) (mm)
SLPB60216216 / 25Ah	2P 13S	2.40	39.0	48.1	54.6	24.0	245 x 357.8 x 285
	2P 14S	2.59	42.0	51.8	58.8	26.0	245 x 383.4 x 285
SLPB78216216 / 31Ah	2P 13S	2.98	39.0	48.1	54.6	29.0	245 x 357.8 x 285
	2P 14S	3.20	42.0	51.8	58.8	31.0	245 x 383.4 x 285
SLPB100216216 / 40Ah	2P 13S	3.84	39.0	48.1	54.6	34.0	245 x 357.8 x 285
	2P 14S	4.14	42.0	51.8	58.8	37.0	245 x 383.4 x 285
SLPB120216216 / 53Ah	2P 13S	5.09	39.0	48.1	54.6	39.0	245 x 357.8 x 285
	2P 14S	5.49	42.0	51.8	58.8	41.5	245 x 383.4 x 285



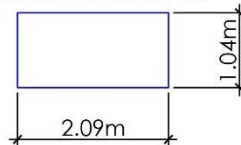
DISCLAIMERS OF WARRANTIES
 ALL MATERIALS AND SERVICES ON THIS DOCUMENT ARE PROVIDED "AS IS" WITHOUT WARRANTY OF ANY KIND, EITHER EXPRESS OR IMPLIED, INCLUDING, BUT NOT LIMITED TO, THE IMPLIED WARRANTIES OF MERCHANTABILITY OR FITNESS FOR A PARTICULAR PURPOSE, OR THE WARRANTY OF NON-INFRINGEMENT. THIS DOCUMENT COULD INCLUDE TECHNICAL OR OTHER MISTAKES, INACCURACIES OR TYPOGRAPHICAL ERRORS. KOKAM ASSUMES NO RESPONSIBILITY FOR ERRORS OR OMISSIONS IN THE INFORMATION, DOCUMENTS, SOFTWARE, MATERIALS AND/OR SERVICES WHICH ARE REFERENCED BY OR LINKED TO THIS DOCUMENT. KOKAM DOES NOT GRANT ANY EXPRESS OR IMPLIED RIGHT TO ANY PERSON OR BUSINESS ENTITY UNDER ANY PATENTS, COPYRIGHTS, TRADEMARKS, OR TRADE SECRET INFORMATION WITH RESPECT TO THE MATERIALS AND SERVICES. NO PORTION OF THE INFORMATION OR DOCUMENTS MAY BE REPRODUCED IN ANY FORM OR BY ANY MEANS WITHOUT THE PRIOR WRITTEN CONSENT OF KOKAM. IN NO EVENT SHALL KOKAM BE LIABLE TO ANY PERSON OR BUSINESS ENTITY FOR ANY SPECIAL, PUNITIVE, INCIDENTAL, INDIRECT OR CONSEQUENTIAL DAMAGES BASED ON ANY USE OF THIS DOCUMENT.



Anexo 5 Planos de Instalación

VISTA DE PLANTA



DIMENSIONES
MÓDULO F.V.



 UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA CENTROAMERICANA
NORTE

LOCALIZACIÓN
15.6075, -87.9390
Choloma, Cortés
MATERIA
FACULTAD DE INGENIERÍA INGENIERÍA EN ENERGÍA

CODIGO DE COLORES
NEGRO ■ EXISTENTE AZUL ■ MÓDULOS F.V. MORADO ■ GENERADOR D.F.F.1 VERDE ■ BARRIO DE BATERIAS

PROYECTO
PROYECTO FASE 1

ELABORADO POR:
PABLO MADRID

ASESOR
PhD. HECTOR VILLATORO


Nº DE LAMINA
1